

**ИЗВЕСТИЯ  
ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА  
ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ**

Том 330, № 9, 2019

**ИЗВЕСТИЯ  
ТОМСКОГО  
ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО  
УНИВЕРСИТЕТА.  
ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ**

**Редакционная коллегия**

Семилетов И.П., гл. редактор, д-р геогр. наук (Россия)  
Рихванов Л.П., д-р геол.-минерал. наук (Россия)  
Оствальд Р.В., канд. хим. наук (Россия)  
Савичев О.Г., д-р геогр. наук (Россия)  
Покровский О.С., канд. геол.-минерал. наук (Франция)  
Старостенко В.И., д-р физ.-мат. наук (Украина)  
Конторович А.Э., д-р геол.-минерал. наук (Россия)  
Белозеров В.Б., д-р геол.-минерал. наук (Россия)  
Никитенков Н.Н., д-р физ.-мат. наук (Россия)  
Силкин В.М., д-р физ.-мат. наук (Испания)  
Коротеев Ю.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)  
Уленев О.Н., д-р физ.-мат. наук (Россия)  
Борисов А.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)  
Коршунов А.В., д-р хим. наук (Россия)  
Пестряков А.Н., д-р хим. наук (Россия)  
Тойпель У., Dsc (Германия)  
Джин-Чун Ким, Dsc (Южная Корея)  
Ильин А.П., д-р физ.-мат. наук (Россия)  
Заворин А.С., д-р техн. наук (Россия)  
Ханьялич К., Dsc (Нидерланды)  
Маркович Д.М., д-р физ.-мат. наук (Россия)  
Алексеев С.В., д-р физ.-мат. наук (Россия)  
Воропай Н.И., д-р техн. наук (Россия)  
Кочегуров А.И., канд. техн. наук (Россия)  
Руи Д., PhD (Португалия)  
Зиатдинов Р.А., канд. физ.-мат. наук (Южная Корея)  
Спицын В.Г., д-р техн. наук (Россия)  
Муравьев С.В., д-р техн. наук (Россия)  
Пойлов В.З., д-р техн. наук (Россия)  
Лотов В.А., д-р техн. наук (Россия)  
Софронов В.Л., д-р хим. наук (Россия)  
Бузник В.М., д-р хим. наук (Россия)  
Захаров Ю.А., д-р хим. наук (Россия)  
Антипенко В.Р., д-р хим. наук (Россия)  
Голик В.И., д-р техн. наук (Россия)  
Абуталипова Е.М., д-р техн. наук (Россия)  
Полищук В.И., д-р техн. наук (Россия)  
Хамитов Р.Н., д-р техн. наук (Россия)  
Зюев А.М., д-р техн. наук (Россия)  
Кирыанова Л.Г., выпуск. редактор, канд. филос. наук (Россия)  
Глазырин А.С., выпуск. редактор, д-р техн. наук (Россия)

Входит в Перечень ВАК РФ – ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук.

Подписной индекс в объединённом каталоге «Пресса России» – 18054

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2019

**УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!**

Журнал «Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов» – рецензируемый научный журнал, издающийся с 1903 года.

Учредителем является Томский политехнический университет.

Журнал зарегистрирован Министерством Российской Федерации по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций – Свидетельство ПИ № ФС 77-65008 от 04.03.2016 г.

ISSN (print) – 2500-1019  
ISSN (on-line) – 2413-1830

Пятилетний импакт-фактор РИНЦ за 2015 г. – 0,339  
(без самоцитирования – 0,287)

«Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов» публикует оригинальные работы, обзорные статьи, очерки и обсуждения, охватывающие последние достижения в области геологии, разведки и добычи полезных ископаемых, технологии транспортировки и глубокой переработки природных ресурсов, энергоэффективного производства и преобразования энергии на основе полезных ископаемых, а также безопасной утилизации геоактивов.

Журнал представляет интерес для геологов, химиков, технологов, физиков, экологов, энергетиков, специалистов по хранению и транспортировке энергоресурсов, ИТ-специалистов, а также ученых других смежных областей.

Тематические направления журнала «Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов»:

- Прогнозирование и разведка георесурсов
- Добыча георесурсов
- Транспортировка георесурсов
- Глубокая переработка георесурсов
- Энергоэффективное производство и преобразование энергии на основе георесурсов
- Безопасная утилизация георесурсов и вопросы геоэкологии
- Инженерная геология Евразии и окраинных морей.

К публикации принимаются статьи, ранее нигде не опубликованные и не представленные к печати в других изданиях.

Статьи, отбираемые для публикации в журнале, проходят закрытое (слепое) рецензирование.

Автор статьи имеет право предложить двух рецензентов по научному направлению своего исследования.

Окончательное решение по публикации статьи принимает главный редактор журнала.

Все материалы размещаются в журнале на бесплатной основе.

Журнал издается ежемесячно.

Полнотекстовый доступ к электронной версии журнала возможен на сайтах [www.elibrary.ru](http://www.elibrary.ru), [scholar.google.com](http://scholar.google.com)

**BULLETIN  
OF THE TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY  
GEO ASSETS ENGINEERING**

Volume 330, № 9, 2019

**BULLETIN  
OF THE TOMSK  
POLYTECHNIC  
UNIVERSITY.  
GEO ASSETS ENGINEERING**

**Editorial Board**

Semiletov I.P., editor in chief, Dr. Sc. (Russia)  
Rikhvanov L.P., Dr. Sc. (Russia)  
Ostvald R.V., Cand. Sc. (Russia)  
Savichev O.G., Dr. Sc. (Russia)  
Pokrovsky O.S., Cand. Sc. (France)  
Starostenko V.I., Dr. Sc. (Ukraine)  
Kontorovich A.E., Dr. Sc. (Russia)  
Belozerov V.B., Dr. Sc. (Russia)  
Nikitenkov N.N., Dr. Sc. (Russia)  
Silkin V.M., PhD (Spain)  
Koroteev Yu.M., Dr. Sc. (Russia)  
Ulenekov O.N., Dr. Sc. (Russia)  
Borisov A.M., Dr. Sc. (Russia)  
Korshunov A.V., Dr. Sc. (Russia)  
Pestryakov A.N., Dr. Sc. (Russia)  
Teipel U., Dsc (Germany)  
Jin-Chun Kim, Dsc (South Korea)  
Ilyin A.P., Dr. Sc. (Russia)  
Zavorin A.S., Dr. Sc. (Russia)  
Hanjalic K., Dsc (Netherlands)  
Markovich D.M., Dr. Sc. (Russia)  
Alekseenko S.V., Dr. Sc. (Russia)  
Voropai N.I., Dr. Sc. (Russia)  
Kochegurov A.I., Cand. Sc. (Russia)  
Rui D., PhD (Portugal)  
Ziatdinov R.A., Cand. Sc. (South Korea)  
Muravyov S.V., Dr. Sc. (Russia)  
Spitsyn V.G., Dr. Sc. (Russia)  
Poilov V.Z., Dr. Sc. (Russia)  
Lotov V.A., Dr. Sc. (Russia)  
Sofronov V.L., Dr. Sc. (Russia)  
Bouznik V.M., Dr. Sc. (Russia)  
Zakharov Yu.A., Dr. Sc. (Russia)  
Antipenko V.R., Dr. Sc. (Russia)  
Golik V.I., Dr. Sc. (Russia)  
Abutalipova E.M., Dr. Sc. (Russia)  
Polishchuk V.I., Dr. Sc. (Russia)  
Khamitov R.N., Dr. Sc. (Russia)  
Zyuzev A.M., Dr. Sc. (Russia)  
Kiryanova L.G., managing editor, Cand. Sc. (Russia)  
Glazyrin A.S., managing editor, Dr. Sc. (Russia)

**AIMS AND SCOPES**

Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering is peer-reviewed journal owned by Tomsk Polytechnic University.

The journal was founded in 1903.

The journal is registered internationally (ISSN 2413-1830) and nationally (Certificate PE no. FM 77-65008, March 04, 2016 from the RF Ministry of Press, Broadcasting and Mass Communications).

ISSN (print) – 2500-1019  
ISSN (on-line) – 2413-1830

The journal publishes research papers in the field defined as "life cycle of georesources". It presents original papers, reviews articles, rapid communications and discussions covering recent advances in geology, exploration and extraction of mineral resources, transportation technologies and deep processing of natural resources, energy-efficient production and energy conversion based on mineral resources as well as on safe disposal of geo assets.

The journal will be of interest to geologists, chemists, engineers, physicists, ecologists, power engineers, specialists in storage and transportation of energy resources, IT specialists as well as to other specialists in the related fields.

Scope of the journal issue "Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering" in accordance with Geo Assets (GA) strategy includes:

- Geo Assets Exploration and Refining;
- Geo Assets Mining;
- Geo Assets Transportation;
- Geo Assets Deep processing;
- Energy-efficient production and conversion of energy based on Geo Assets;
- Safe disposal of Geo Assets and questions Geoecology;
- Geo-engineering of Eurasia and marginal sea.

Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering publishes only original research articles. All articles are peer reviewed by international experts. Both general and technical aspects of the submitted paper are reviewed before publication. Authors are advised to suggest 2 potential reviewers who are familiar with the research focus of the article. Final decision on any paper is made by the Editor in Chief.

Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering is published monthly.

The publication of manuscripts is free of charge.

The journal is on open access on  
[www.elibrary.ru](http://www.elibrary.ru), [scholar.google.com](http://scholar.google.com).

## СОДЕРЖАНИЕ

## CONTENTS

- Микрокомпонентный состав низкоминерализованных азотных терм Гиссарского хребта (Памиро-Алайская горная система)**  
Демонова А.Ю., Харитоновна Н.А., Брагин И.В., Челноков Г.А., Тарасенко И.А. **7**
- Сравнительная петрофизическая характеристика разрезов Герасимовского и Крапивинского месторождений (в связи с нефтегазоносностью Доюрских отложений)**  
Алеева А.О., Исаев В.И. **21**
- Динамика экзогенных процессов на участках строительства объектов спортивно-туристического комплекса «Горный воздух»**  
Сахаров В.А., Ильин В.В. **32**
- Аппарат для получения активированного угля на мини-ТЭС**  
Афанасьева О.В., Мингалеева Г.Р. **42**
- Особенности процесса гранулирования органоминеральных удобрений методом окатывания**  
Сквородников П.В., Черепанова М.В. **51**
- Технические решения по оценке обводненности продукции нефтедобывающих скважин**  
Денисламов И.З., Гималтдинов И.К., Денисламова А.И., Максutow З.А. **60**
- Парагенезисы минералов и формы их выделения – как отражение этапов формирования месторождений медистых песчаников и сланцев**  
Трубачев А.И., Корольков А.Т., Радомская Т.А. **70**
- Условия формирования и возраст редкометального оруденения Кукульбейского рудного района (Восточное Забайкалье)**  
Редина А.А., Мокрушников В.П., Редин Ю.О. **90**
- Нефтегазоносность коры выветривания и палеозоя Колтогорского мезопротриба (северо-запад Томской области)**  
Лобова Г.А., Лунева Т.Е., Исаева О.С. **103**
- Прогноз нефтегазоносности юрских и палеозойских отложений южных районов Западно-Сибирского бассейна**  
Садькова Я.В., Фомин М.А., Рыжкова С.В., Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. **114**
- Результаты моделирования процесса течения жидкости в скважинном самоочищающемся фильтре**  
Третьяк А.А., Кузнецова А.В., Швец В.В. **128**
- Повышение энергетической и экологической эффективности систем газоочистки на ТЭС**  
Замалиева А.Т., Зиганшин М.Г. **143**
- Повышение эффективности применения технологии по ограничению водопритока на основании геолого-физических характеристик пластов (на примере месторождений Пермского края)**  
Дерендяев Р.А., Захаров Л.А., Мартюшев Д.А., Дерендяев К.А. **154**
- Устранение тупиковой вибрации трубопроводной обвязки компрессорного цеха в условиях эксплуатации**  
Бураншин А.Р., Годовский Д.А., Токарев А.П. **164**
- Microcomponent composition of low-mineralized nitrogen thermes of the Gissar ridge (Pamir-Alay mountain system)**  
Demonova A.Yu., Kharitonova N.A., Bragin I.V., Chelnokov G.A., Tarasenko I.A. **7**
- Comparative petrophysical characteristic of the cuts of the Gerasimovskoe and Krapivinskoe fields (in relation to petroleum potential of Pre-Jurassic deposits)**  
Aleeva A.A., Isaev V.I. **21**
- Dynamics of exogenous processes at areas of constructing the objects of touristic complex «Gorny vozdukh»**  
Sakharov V.A., Ilin V.V. **32**
- Apparatus for receiving activated coal at mini thermal power plants**  
Afanaseva O.V., Mingaleeva G.R. **42**
- Peculiarities of organomineral fertilizer granulation by the pelletizing method**  
Skovorodnikov P.V., Cherepanova M.V. **51**
- Technical solutions for estimating water-cut of oil well products**  
Denislamov I.Z., Gimaltdinov I.K., Denislamova A.I., Maksutov Z.A. **60**
- Parageneses of minerals and forms of their recognition reflecting the stages of formation of cupriferous sandstones and shales deposit**  
Trubachev A.I., Korolkov A.T., Radomskaya T.A. **70**
- Formation conditions and age of the rare-metal mineralization of the Kukulbey ore region (Eastern Transbaikalia)**  
Redina A.A., Mokrushnikov V.P., Redin Yu.O. **90**
- Oil and gas content of weathering crust and Paleozoic in Koltogor mezodepression (north-west of the Tomsk region)**  
Lobova G.A., Luneva T.E., Isaeva O.S. **103**
- Forecast of oil-and-gas content in Jurassic and Paleozoic deposits of West Siberia southern regions**  
Sadykova Ya.V., Fomin M.A., Ryzhkova S.V., Novikov D.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V. **114**
- Fluid flow simulation in the well-tube self-cleaning filter**  
Tretyak A.A., Kuznetszova A.V., Shvets V.V. **128**
- Improve energy and environmental efficiency of gas treatment systems on TPP**  
Zamalieva A.T., Ziganshin M.G. **143**
- Improving the efficiency of application of technology on water performance limitation based on geological and physical characteristics of the plates (on the example of deposits of the Perm region)**  
Derendyaev R.A., Zakharov L.A., Martyushev D.A., Derendyaev K.A. **154**
- Elimination of dead-end oscillations of compressor manufactory piping in operating conditions**  
Buranshin A.R., Godovskiy D.A., Tokarev A.P. **164**

- Исследование нелинейной модели подвижной подовой платформы электрической печи для обжига сыпучих минералов**  
Нижегородов А.И., Гаврилин А.Н., Мойзес Б.Б., Кладиев С.Н., Хамитов Р.Н.
- Микробиологические условия распределения химических элементов по глубине торфяной залежи в экосистемах восточной части Васюганского болота (Западная Сибирь)**  
Савичев О.Г., Наливайко Н.Г., Рудмин М.А., Мазуров А.К.
- Изучение видового состава микроорганизмов, осуществляющих очистку сточных вод**  
Джумагулова Н.Т., Гаврилов И.Е., Нгуен Динь Дап
- Гидродинамическое обоснование изменений гидрогеохимических условий стрезhevского месторождения подземных вод (Томская область)**  
Дутова Е.М., Кузеванов К.И., Кузеванов К.К.
- Разработка прогнозной модели трансформации земельных угодий Вьетнама**  
Ковязин В.Ф., Нгуен Т.С.
- Информативность геометрических атрибутов для прогнозирования трещиноватости коллекторов на примере месторождения углеводородов Томской области**  
Орехов А.Н., Аmani М.М.
- 172 Research of a nonlinear model of an electric furnace mobile base plate for firing bulk minerals**  
Nizhegorodov A.I., Gavrilin A.N., Moyzes B.B., Kladyev S.N., Khamitov R.N.
- 184 Microbiological conditions of chemical elements distribution on peat deposit depth in ecosystems of the Vasyugan swamp east part (Western Siberia)**  
Savichev O.G., Nalivaiko N.G., Rudmin M.A., Mazurov A.K.
- 195 Studying species composition of microorganisms performing wastewater treatment**  
Dzhumagulova N.T., Gavrilov I.E., Nguyen Dinh Dap
- 204 Hydrodynamic justification of changes in hydrogeochemical conditions of Strezhevoy underground water field (Tomsk region)**  
Dutova E.M., Kuzevanov K.I., Kuzevanov K.K.
- 221 Development of predictive model of land use change in Vietnam**  
Kovyazin V.F., Nguyen T.X.
- 230 Informativity of geometric attributes for predicting reservoir fractures on the example of hydrocarbons deposit in Tomsk region**  
Orekhov A.N., Amani M.M.

УДК 551.234. 556.314

## МИКРОКОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННЫХ АЗОТНЫХ ТЕРМ ГИССАРСКОГО ХРЕБТА (ПАМИРО-АЛАЙСКАЯ ГОРНАЯ СИСТЕМА)

Демонина Анна Юрьевна<sup>1</sup>,  
danna1985@yandex.ru

Харитоновна Наталья Александровна<sup>1,2</sup>,  
tchenat@mail.ru

Брагин Иван Валерьевич<sup>2</sup>,  
bragin\_ivan@mail.ru

Челноков Георгий Алексеевич<sup>2</sup>,  
geowater@mail.ru

Тарасенко Ирина Андреевна<sup>2</sup>,  
tarasenko\_irina@mail.ru

<sup>1</sup> Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова,  
Россия, 119991, г. Москва, ГСП-1, Ленинские горы, 1.

<sup>2</sup> Дальневосточный геологический институт Дальневосточного отделения Российской академии наук,  
Россия, 690022, г. Владивосток, пр. 100 лет Владивостоку, 159.

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью разумного использования природных ресурсов и термоминеральных вод, в частности уникального бальнеоклиматического курорта Ходжа-Оби-Гарм, локализованного в центральной части отрогов южного склона Гиссарского хребта. Одной из наиболее актуальных проблем для исследования остается изучение микрокомпонентного состава данных вод.

**Цель.** Исследование этих вод начато в середине XX в., однако микрокомпонентный состав вод до сих пор изучен плохо. Основной целью данной работы является детальное исследование распределения в термальных водах месторождения Ходжа-Оби-Гарм химических элементов, а также выявление источников их поступления, механизмов и факторов мобилизации и фракционирования.

**Объекты:** подземные воды и водовмещающие породы месторождения низкоминерализованных термальных вод Ходжа-Оби-Гарм, которое приурочено к Памиро-Алайской горной системе (Таджикистан).

**Методы.** Приведенные в работе результаты химических анализов водной фазы и водовмещающих пород были выполнены в аналитических подразделениях Дальневосточного геологического и Дальневосточного океанологического институтов ДВО РАН. Основными катионы и анионы термальных вод определялись методом жидкостной ионной хроматографии (HPLC-10AVp, SHIMADZU), а микро- и рассеянные элементы анализировались с использованием плазменно-оптической эмиссионной спектрометрии (ICP-AES, Plasmaquant-110) и индуктивной плазменной масс-спектрометрии (ICP-MS, Agilent 7500c). Для более полного понимания процессов, происходящих в системе вода-порода, использовались программы: AQUACHEM 5.1, WATERQ4F, PHREEQC. Макрофотографии водовмещающих пород выполнялись с помощью цифровой фотокамеры Nikon, а петрографические исследования – с помощью стереоскопического микроскопа Leica-E, оснащенного цифровой фотокамерой. Определение содержания главных элементов в образцах было выполнено методом атомно-эмиссионной спектрометрии на спектрометре iCAP 7600 Duo (Thermo Scientific) и методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой на спектрометре Agilent 7500 c (Agilent Techn.).

**Результаты.** Приведены результаты комплексных исследований подземных вод и водовмещающих пород месторождения низкоминерализованных термальных вод Ходжа-Оби-Гарм, которое приурочено к Памиро-Алайской горной системе (Таджикистан). По условиям формирования изученные термальные воды принадлежат к трещинно-жилным водам, циркулирующим в пределах массивных интрузий, локализованных в зоне альпийской складчатости. По химическому составу термальные воды месторождения Ходжа-Оби-Гарм относятся к маломинерализованным (до 450 мг/л) хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатным натриево-кремнистым водам. Воды обогащены фтором (до 17 мг/л), литием (до 1,03 мг/л), рубидием (до 123 мкг/л), цезием (около 205–230 мкг/л), мышьяком (до 5,7 мкг/л) и радоном (до 815 Бк/л). Также проведенные исследования показывают, что редкие элементы в скальных породах месторождения образуют в соответствии с их содержанием следующую последовательность: Rb>Th>Sc>Ga>U>>Cd. Термальные воды месторождения в значительной мере обогащены Rb, который имеет наибольший среди редких элементов коэффициент водной миграции. Далее следуют Ga, остальные элементы присутствуют в «следовых» количествах. При движении из глубин к поверхности термальные воды интенсивно взаимодействуют с водовмещающими породами, растворяют и выщелачивают их. Во время данного процесса происходит интенсивное выщелачивание многих микрокомпонентов (La, Rb, Zr, Ba, Li и др.) и концентрирование их в водах.

### Ключевые слова:

Термальные воды, гидрогеологические условия, водовмещающие породы, микрокомпоненты, Таджикистан.

### Введение

Азотные термы привлекают внимание многих ученых всего мира в течении нескольких десятиле-

тий, но вопросы, касающиеся их генезиса и формирования состава подземных вод, остаются до сих пор дискуссионными [1–6]. Гидрогеологиче-

ские условия их проявления уже детально рассмотрены в научной литературе [2, 4, 5–15]. Но не до конца оценены масштабы взаимодействия термальных вод с водовмещающими породами, и не определен характер термодинамического равновесия [12, 16–18].

В большинстве случаев термоминеральные воды характеризуются бальнеотерапевтическими свойствами и высоким теплоэнергетическим потенциалом. Экономическая целесообразность использования термоминеральных вод подтверждена многолетней практикой оздоровления людей при бальнеолечении, применения лечебно-столовых бутилированных минеральных вод, использования энергии вод в целях теплофикации (обогрева), получения из минеральных растворов редких металлов и химических элементов [2, 19].

В настоящее время на территории Таджикистана выявлено свыше 125 проявлений минеральных вод различного химического состава и температуры. На базе некоторых источников работают крупные курорты и здравницы, которые составляют санаторно-курортный комплекс страны. Одним из наиболее крупных и широкоизвестных курортов является бальнеологический курорт Ходжа-Оби-Гарм (рис. 1), основным лечебным компонентом которого являются азотные низкоминерализованные термальные воды. Курорт расположен в 48 км к северу от г. Душанбе в южных отрогах Гиссарского хребта Памиро-Алайской горной системы на высотах 1740–1960 м над уровнем моря [2, 3, 6, 19–25].

Гиссарский хребет – это мощный снежный хребет, почти на всём протяжении лежащий в пределах Таджикистана. Он служит водоразделом между бассейнами рек Зеравшана и Аму-Дарьи. В верховьях Зеравшана Гиссарский хребет сливается с Туркестанским хребтом. На всем протяжении от пер.

Матча и до массива Хазрет-Султан Гиссарский хребет поднимается выше снеговой линии и несет на себе многочисленные, нередко большие ледники, которые являются основными источниками питания крупных рек и подземных вод [19, 21, 22, 26].

В административном отношении район курорта Ходжа-Оби-Гарм относится к Варзобскому району. Данный район представляет собой высокогорную, сильно расчлененную область, характеризующуюся резкими колебаниями высотных отметок и высокой сейсмической активностью [26]. Сам курорт относится к одноименному месторождению термальных вод Ходжа-Оби-Гарм. Это один из тех немногих курортов по всему миру, где в качестве лечебного средства применяется так называемый радиоактивный пар [2, 3, 6, 19–25].

Весьма важной является роль микрокомпонентов в процессах, происходящих в системе вода–порода. Микрокомпоненты содержатся в подземных водах, как правило, в малых количествах, определяемых миллиграммами, микрограммами и долями микрограммов в одном литре. Но иногда их концентрации достигают количества, соизмеримых с макрокомпонентами. Поэтому их концентрации и формы нахождения необходимо учитывать при изучении процессов перераспределения вещества между жидкой и твердой составляющими. Несмотря на то, что их содержание в воде невелико, зачастую именно микрокомпоненты оказывают существенное влияние на здоровье человека, особенно когда дело касается лечебных минеральных вод. Микрокомпоненты представлены химическими элементами, которые имеют низкий кларк в литосфере и соединения которых отличаются низкой растворимостью. Микрокомпонентами считаются: бром, йод, фтор, бор, литий, рубидий, цезий, стронций, барий, мышьяк, молибден, медь, кобальт, цинк, свинец, ванадий, никель и др.



Рис. 1. Общий вид бальнеологического курорта Ходжа-Оби-Гарм

Fig. 1. General view of Khodja-Obi-Garm SPA center



Макрокомпонентный состав термальных вод месторождения Ходжа-Оби-Гарм достаточно хорошо изучен [3], в то время как их микрокомпонентный состав исследован в не полной мере. В данной статье приводятся новые данные о микрокомпонентном составе вод месторождения и делается попытка выявить источники и механизмы поступления ряда микрокомпонентов в воду.

#### Объект исследования

В геологическом строении месторождения Ходжа-Оби-Гарм принимают участие кристаллические массивы, представленные магматическими породами (гранитами, гранодиоритами, гранит-порфирами) среднего и нижнего карбона. Интрузии перекрыты чехлом четвертичных отложений. Особенно широко развиты четвертичные отложения в долинах рек. В юго-западной части района палеозойские

образования перекрыты нижнемеловыми осадками, песчаниками и глинами (рис. 2) [2, 3, 6, 7, 19–25].

В тектоническом отношении участок термоминеральных вод относится к окраине северной части Ходжа-Оби-Гармской зоны разрывного нарушения, по которому происходило перемещение блоков. Разрывное нарушение имеет почти широтное простирание и располагается вдоль основания левого склона реки Ходжа-Оби-Гарм [3, 20, 24, 26]. По площади месторождение совпадает с зоной новейшего горообразования, охватывающей как древние кристаллические массивы и складчатые области, так и области молодого орогенеза, связанные с развитыми крупными молодыми глыбовыми или складчатыми поднятиями и глубокими межгорными опусканиями [3, 20, 24, 26].

В гидрогеологическом отношении, в силу изменчивости литологического состава и сложности

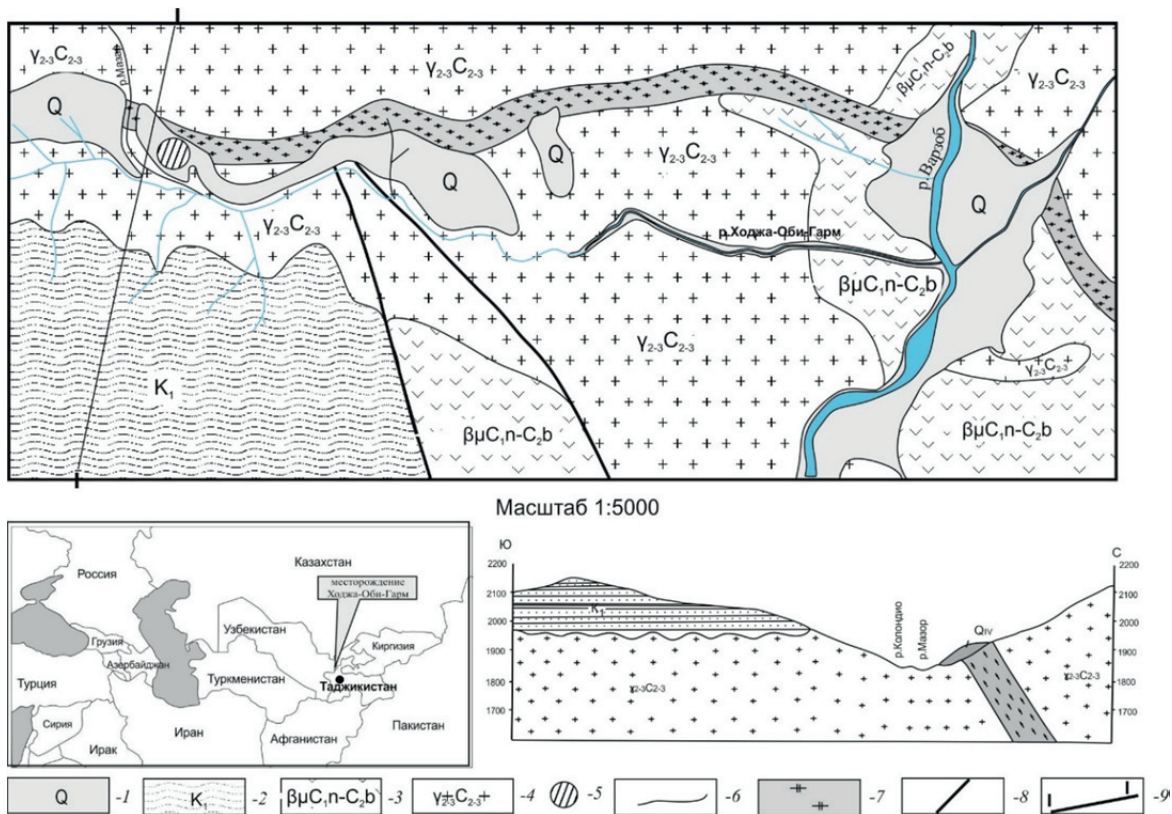


Рис. 2. Местоположение, геолого-гидрогеологическая карта и гидрогеологический разрез-схема месторождения Ходжа-Оби-Гарм. Карта и разрез построены по материалам производственных отчетов (А.А. Шапар, В.Г. Туев, 1967) с дополнениями и исправлениями авторов, где: 1 – поровые воды в аллювиальных и пролювиальных четвертичных отложениях; 2 – водоносный комплекс нижнемеловых отложений (песчаники, прослои мергеля, известняков); 3 – водоносный комплекс в эффузивной толще верхнего и среднего отделов каменноугольной системы намюрского и башкирского ярусов (базальты); 4 – водоносный комплекс в интрузивных породах средне-верхнекаменноугольного возраста (граниты, гранодиориты, диориты); 5 – участок распространения термальных вод Ходжа-Оби-Гарм; 6 – границы распространения водоносных комплексов; 7 – зона Ходжа-Оби-Гармского разлома; 8 – линии тектонических нарушений; 9 – линия геолого-гидрогеологического разреза [3]

Fig. 2. Location, geological-hydrogeological map, and hydro-geological section of the Khoja-Obi-Garm deposit. The map and the section are constructed by the materials of production reports (A.A. Shapar, V.G. Tuv, 1967) with additions and corrections of the authors: 1 are the pore waters in alluvial and proluvial quaternary sediments; 2 is the water-bearing complex of Lower Cretaceous sediments (interlayers of marlstones and limestones); 3 is the water-bearing complex in the effusive stratum of the upper and middle series of the carboniferous system of Namur and Bashkirian stages (basalts); 4 is the water-bearing complex in intrusive rocks of the Middle-Upper Carboniferous age (granites, granodiorites, diorites); 5 is the site of distribution of mineral waters of Khoja-Obi-Garm; 6 are the boundaries of water-bearing complexes; 7 is the Khoja-Obi-Garm fault zone; 8 are the lines of tectonic disturbances; 9 is the geologic-hydrogeological section line [3]

тектонических условий, на месторождении Ходжа-Оби-Гарм были выделены водоносные комплексы, где подземные воды приурочены к породам стратиграфического подразделения (рис. 2). Термальные воды по условиям циркуляции относятся к трещинно-жильным водам гранитов средне-нижнекаменноугольного возраста. Водообильность трещиноватых гранитов на площади месторождения распределяется неравномерно. Максимальные расходы трещинно-жильных вод получены скважинами, вскрывшими основной очаг разгрузки. Естественные очаги разгрузки в виде грифонов проявляются в эрозионных ущельях, прорезающих гранитные массивы. Питание трещинно-жильных вод инфильтрационное, чему благоприятствует значительная раздробленность гранитов. В процессе фильтрации по разломам воды прогреваются, изменяют свой химический состав и разгружаются в рыхлые четвертичные отложения, формируя месторождение [3, 6, 19, 24, 25].

В пределах месторождения всеми скважинами вскрыты напорные самоизливающиеся трещинные воды. Впервые эксплуатационные запасы термальных вод месторождения Ходжа-Оби-Гарм были утверждены ГКЗ СССР в 1957 г. Непосредственно сам республиканский курорт Ходжа-Оби-Гарм функционирует с 1934 г. на 450 мест круглогодично. Бальнеотерапевтические процедуры обеспечиваются водолечебницей на 15 ванн, бассейном и парозанаторием. Геотермальные воды месторождения Ходжа-Оби-Гарм используется для горячего водоснабжения и теплофикации всего санаторно-курортного комплекса [19].

#### Химический состав воды

Результаты проведенных исследований указывают на то, что по химическому составу термальные воды месторождения Ходжа-Оби-Гарм относятся к маломинерализованным (до 450 мг/л) хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатным натриевым кремнистым водам с высокой щелочностью (рН до

9,18) и высокой температурой (63,5–93 °С) [3, 6, 19, 25].

Во многих скважинах среди анионов преобладает  $\text{HCO}_3^-$  ( $\text{CO}_3^{2-}$ ) ион, однако содержание сульфат-иона в некоторых скважинах может достигать значительных концентраций. Основным катионом является  $\text{Na}^{2+}$ , содержание которого доходит до 100 мг/л, в то время как содержание  $\text{Ca}^{2+}$  колеблется от 6 до 15 мг/л,  $\text{K}^+$  не превышает 9 мг/л, а  $\text{Mg}^{2+}$  – не более 1 мг/л. Помимо карбонатных ионов ( $\text{HCO}_3^-$  и  $\text{CO}_3^{2-}$ ) в достаточно высоких количествах присутствуют хлор (до 55 мг/л) и сульфат-ион (до 40 мг/л) [3, 6, 19, 25].

На рис. 3 представлена диаграмма Пайпера, иллюстрирующая химический состав термальных вод месторождения Ходжа-Оби-Гарм. Диаграмма построена по ретроспективным данным химического анализа проб термальных вод, которые были отобраны авторами на Ходжа-Оби-Гарм в 2014–2015 гг [3], а также по данным производственных отчетов.

Наличие борной кислоты составляет ( $\text{H}_3\text{BO}_3$ ) 6 мг/л. Исследуемые термы богаты фтором, концентрации которого достигают 18 мг/л [3]. Среднее содержание макрокомпонентов термальных вод месторождения Ходжа-Оби-Гарм приведено в табл. 1.

Содержание фтора в исследованных термах достаточно хорошо коррелирует с карбонатными ионами, но плохо с сульфатами. Кроме того, наблюдается положительная корреляция содержания F с содержанием  $\text{SiO}_2$  и температурой. Это, возможно, свидетельствует об идентичности источников фтора, кремния и натрия. Наиболее вероятно, данные компоненты поступают в водный раствор в результате гидролиза алюмосиликатных минералов [3, 4]. И чем более длительным является растворение материнского минерала, тем больше фтора поступает в водный раствор. К тому же наблюдается достаточно высокое содержание кремниевой кислоты, которое составляет от 85,6 до 147 мг/л.

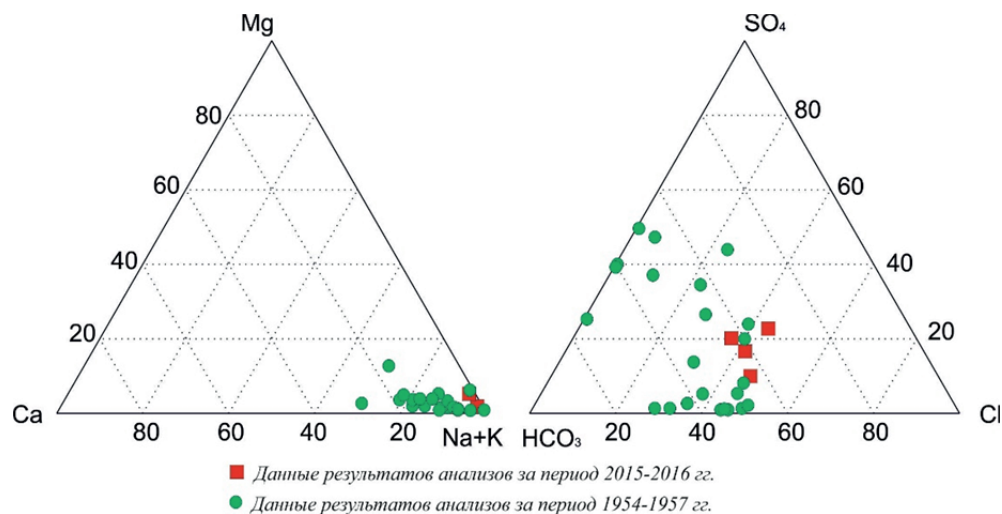


Рис. 3. Тройная диаграмма химического состава термальных вод месторождения Ходжа-Оби-Гарм

Fig. 3. Triple diagram of chemical composition of the thermal waters of the Khoja-Obi-Garm field

**Таблица 1.** Средние содержания микроэлементов в термальных водах месторождения Ходжа-Оби-Гарм (мкг/л)

**Table 1.** Average contents of microelements in thermal waters of the Khodja-Obi-Garm field ( $\mu\text{g/l}$ )

Химические элементы Chemical elements	Скважина Well		Среднее содержание по месторождению (по данным отчета [27])** Average content of the deposit (according to the report [27])**	Зона гипергенеза Hypergenesis zone [12]
	7*	16*		
Be	0,48	0,58	1,5	0,19
Sc	0,09	0,06	н.д./n.d.	0,17
V	0,17	0,08	1,3	1,34
Cr	0,11	0,07	1,6	3,03
Mn	2,53	4,11	3,1	54,5
Co	0,04	0,01	н.д./n.d.	0,39
Ni	0,42	0,07	1	3,58
Cu	1,45	0,85	1	5,58
Zn	1,8	1,6	5,1	41,4
Ga	6,19	5,02	н.д./n.d.	0,37
As	5,31	4,96	н.д./n.d.	1,46
Se	0,12	0,11	н.д./n.d.	0,72
Ag	0,035	0,003	0,91	0,26
Cd	0,04	0,03	н.д./n.d.	0,24
Ba	1,6	1,3	3,4	18,3
Pb	3,34	0,28	1,83	2,97
Li	991	953	н.д./n.d.	13
Al	122	77	39	226
Rb	116	111	н.д./n.d.	1,86
Sr	168	160	78	183
Cs	219	211	н.д./n.d.	0,26
Fe	104	79	36,8	481

Примечания: \* – результаты, полученные методом ИСП-МС, \*\* – данные спектрального анализа, н.д. – нет определений

Notes: \* – results obtained by the ISP-MS, \*\* – spectral analysis data, n.d. – no data

Содержание углекислоты свободной ( $\text{CO}_2$ ) варьирует от 2 до 6 мг/л, а сероводорода ( $\text{H}_2\text{S}$ ) содержится 3,54 мг/л. Установлена практически прямая зависимость между содержанием в растворе натрия и метакремниевой кислоты, что также говорит об одном минеральном источнике для данных компонентов (предположительно это натриевый полевоый шпат – альбит, основной породообразующий минерал водовмещающих горных пород). Расчет форм нахождения основных ионов в растворе показал, что катионы до 99 % находятся в ионной форме [3].

Оценивая вклад основных ионов в минерализацию, становится очевидным, что основными компонентами, обеспечивающими минерализацию вод, являются: натрий, калий, кремний, хлор и фтор ионы, сульфат-ион и карбонатные ионы.

По микрокомпонентному составу термальных вод среди сидерофильной группы содержатся незначительные концентрации таких элементов, как железо (68,8–139,6 мкг/л), марганец (1,18–7,04 мкг/л), кобальт (0,013–0,039 мкг/л), никель (0,07–0,44 мкг/л). Среди халькофильных элементов присутствует медь (0,4–2,2 мкг/л), цинк (0,8–2,3 мкг/л), галлий (3,9–7,2 мкг/л), мышьяк (4,6–5,34 мкг/л), селен (0,04–0,199 мкг/л), серебро (0,002–0,068 мкг/л), кадмий (0,029–0,047 мкг/л) и свинец (0,12–5,49 мкг/л)

[3]. Среди литофильных элементов обнаружены концентрации лития (0,9–1,03 мг/л), рубидия (107,3–122,6 мкг/л), стронция (151,7–169,2 мкг/л), цезия (204–231 мкг/л) и алюминия (0,48–126,5 мкг/л). По сравнению со средними значениями кларков в подземных водах зоны гипергенеза, для данного месторождения можно выделить повышенные концентрации Be, Ga, Pb, Cs, As.

Концентрации марганца составляют от 1,18 до 4,11 мкг/л, а концентрации ванадия, хрома и бария очень низкие и не превышают единичных значений в мкг/л. Содержание бора невелико – от 0,31 до 0,34 мг/л. Соотношение B/Cl составляет 0,006, что практически в четыре раза ниже, чем бор-хлорное отношение в морской воде (где оно равно  $2,4 \cdot 10^4$ ). Это практически на порядок ниже, чем в углекислых водах Памира, и почти совпадает с показателем B/Cl (0,04–0,007) в термальных источниках областей активного вулканизма [3]. Соотношение Cl/Br равно 257, что очень близко по значению к морским водам (293). Соотношение Li:Rb:Cs составляет 100:12:23, это несколько выше, чем в термальных водах Камчатки, Li:Rb:Cs=100:9:10 [3, 6, 25, 28].

Термальные воды месторождения Ходжа-Оби-Гарм обогащены радоном – его концентрация составляет 22 нКи/л (814 Бк/л), и характеризуются слабой радиоактивностью, что связано с условиями их формирования и циркуляции. Повсеместно, в термальных водах, формирующихся в осадочных карбонатных и песчано-глинистых породах, содержание радона обычно колеблется в пределах 1–3 нКи/л (37–111 Бк/л), в то время как термальные источники, локализованные в массивах кристаллических пород, содержат радона до 20 нКи/л (740 Бк/л). Столь высокие содержания Ra обнаружены в водах месторождений Белокуриха, Рахмановское, Копал-Арсан, Ак-Су, Гармчашма, на Хахдаре и др. [2, 3, 5–7, 10, 24].

Установлено, что накопление радона в термальных водах зависит не только от типа водовмещающих пород, но и от эманулирующей способности горных пород, размеров трещин и скорости движения самих вод. При вскрытии скважинами зон и очагов повышенных концентраций радия на ряде месторождений были получены более радиоактивные воды, чем те, которые наблюдались при естественных выходах (Цхалтубо, Белокуриха, Ходжа-Оби-Гарм и др.). Стоит отметить, что радиоактивность вод является одним из бальнеологических компонентов, определяющих лечебное значение слабо-минерализованных терм, поэтому при оценке их терапевтического значения необходимо учитывать концентрации в них радона [2, 3, 9, 16, 26].

#### Химический состав водовмещающих пород

Геохимический состав водовмещающих пород территории исследований, в пределах которой формируются ресурсы терм, несомненно, оказывает влияние на их химический облик. Водовмещающие породы представлены гранитами (образцы

№ 1, 2), плагиогранитами (образец № 3) и гранодиоритами (образец № 4). Гранитные породы, сложенные преимущественно щелочными полевыми шпатами (до 90 %), представлены двумя генерациями, отличающимися как по цвету (розовато-красный – I тип (рис. 4) и светло-розовый – II тип), так и по содержанию кварца.

Основными минералами гранитов являются калий натриевый полевой шпат (90–95 мас. %), плагиоклаз (до 10 мас. %), кварц (25–35 мас. %) и биотит (3–10 мас. %). В качестве вторичного минерала диагностированы незначительные выделения карбонатов редкоземельных элементов. КППШ представлен ортоклазом с небольшим содержанием натрия (до 0,36 мас. %) и бария (до 0,75 мас. % BaO). Плагиоклазы являются практически чистыми альбитами с незначительной примесью кальциевой компоненты (не более 1,5 мас. % CaO). Иногда содержат изоморфную примесь калия (до 0,3 мас. %). В качестве аксессуарных минералов часто диагностируются: ортит  $(Ca, Ce, La, Y)_2(Al, Fe)_3(SiO_4)_3(OH)$ , торит  $(ThSiO_4)$ , апатит, циркон, сфен.

Плагиогранит сложен КППШ (40–45 мас. %), плагиоклазом (40–45 мас. %), кварцем (до 40 мас. %), биотитом (до 10 мас. %). Очень часто наблюдаются вторичные карбонаты, представленные практически чистым кальцитом, иногда с небольшой примесью железа. Используя микронзондовый анализ, удалось диагностировать большое количество зерен карбонатов, концентрирующих РЗЭ и иттрий. Вторичные железистые выделения представлены лепидокрокитом.

Основными минералами гранодиорита являются КППШ (до 60 мас. %), плагиоклаз (до 60 мас. %), кварц (20–25 мас. %) и биотит (до 10 мас. %). Карбонаты и гидроокислы железа встречаются в незначительных количествах и являются вторичными минералами.

Химический состав водовмещающих пород представлен в табл. 2. Полученные результаты показывают, что в исследованных водовмещающих породах наблюдается дефицит натрия, поскольку он не образует самостоятельных минеральных фаз,

а входит в структуру калиевого полевого шпата или калиево-натриевого полевого шпата. В целом водовмещающие породы являются щелочными.

Таблица 2. Химический состав водовмещающих пород месторождения Ходжа-Оби-Гарм

Table 2. Chemical composition of the water-bearing rocks of the Khoja-Obi-Garm field

Образец Sample	Макрокомпоненты, мас. % / Macrocomponents, wt. %								
	SiO <sub>2</sub>	TiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> общ.	MnO	MgO	CaO	Na <sub>2</sub> O	K <sub>2</sub> O
1	66,23	0,43	14,81	2,63	0,05	0,18	3,63	2,63	5,73
2	73,01	0,29	13,51	2,45	0,02	0,67	0,88	2,46	5,76
3	68,61	0,47	14,14	3,97	0,06	1,33	2,07	2,79	4,73
4	65,42	0,54	14,65	4,36	0,06	1,47	2,86	2,94	4,79

Содержание кальция в породах также невелико и не превышает 3,63 мас. %. Скорее всего, невысокие концентрации кальция в породе вызваны полным отсутствием первичных кальцийсодержащих минералов. Были обнаружены только незначительные выделения вторичного карбоната, скорее всего, гидротермально образованного, который заполняет трещины в породах.

Проведенные исследования выявили повышенные содержания в водовмещающих породах месторождения фтора (до 17 мг/л). Основным фторсодержащим минералом является апатит, который часто диагностируется в виде удлиненных зерен в основной массе породы. Несмотря на многолетние исследования, вопрос об источниках фтора в термальных водах до сих пор остается спорным, хотя в настоящее время подавляющее большинство исследователей склоняются к поступлению фтора из вмещающих пород [3, 4]. Мы также склоняемся к данной точке зрения. Полученные нами результаты свидетельствуют, что водовмещающие породы термального поля Ходжа-Оби-Гарма содержат многочисленные вкрапления фторсодержащих минералов (апатит, иногда, сфен). Также в термальных водах месторождения наблюдается положительная корреляция содержания фтора с содержанием SiO<sub>2</sub> и температурой.

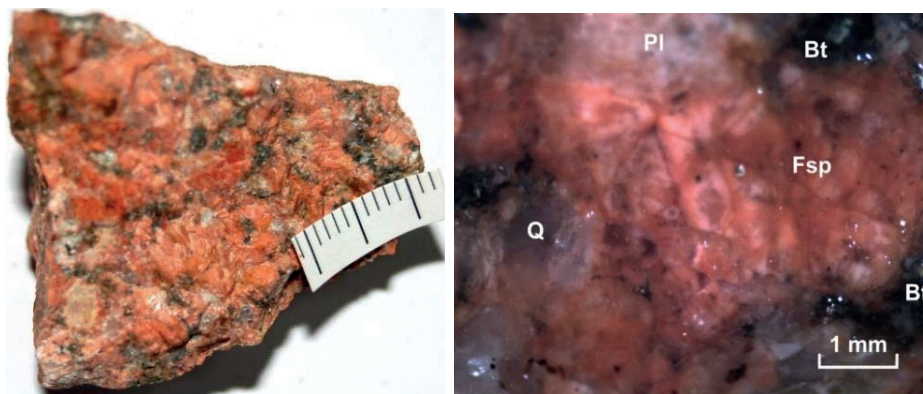


Рис. 4. Массивная текстура гранита I генерации (слева). Минеральный состав: биотит (Bt)–кварц (Q)–плагиоклаз (Pl)–калишпатовая ассоциация (Fsp) в граните (справа)

Fig. 4. Massive texture of alkalian-feldspar granite of the I generation (left). Mineral composition: biotite (Bt)–quartz (Q)–plagioclase (Pl)–feldspar association (Fsp) in granite (right)

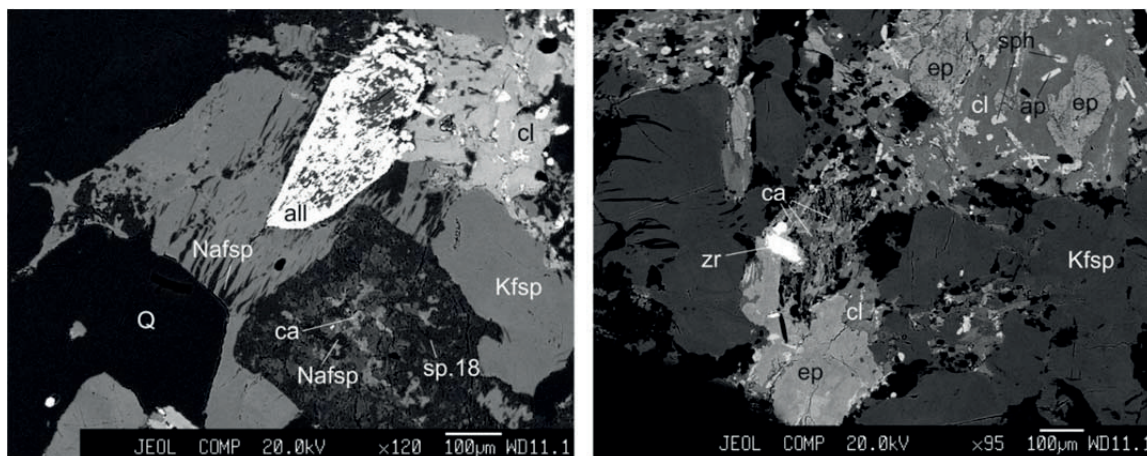


Рис. 5. Минеральный состав водовмещающих пород месторождения Ходжа-Оби-Гарм. Фотография получена на микрозонде Jeol, JXA-8100 (ДВГИ ДВО РАН). Слева фотография с увеличением  $\times 120$ . Справа фотография с увеличением  $\times 95$ . Аббревиатура: Q – кварц; Nafsp – калинатриевый полевой шпат; Kfsp – калиевый полевой шпат; all – алланит; ap – апатит; ep – эпидот; cl – хлорит; ca – кальцит; sp – серпофит; sph – сфен; zr – циркон

Fig. 5. Mineral composition of water-bearing rocks of the Khoja-Obi-Garm field. The photograph was obtained on a microprobe Jeol, JXA-8100 (FGI FEB RAS). On the left there is a photograph with an increase of  $\times 120$ . Right photo with an increase of  $\times 95$ . Abbreviation: Q – Quartz; Nafsp – calinatric feldspar; Kfsp – potassium feldspar; all – allanitis; ap – apatite; ep – epidote; cl – chlorite; ca – calcite; sp – serpoft; sph – sphene; zr – zircon

Таблица 3. Содержание микрокомпонентов в водовмещающих породах месторождения Ходжа-Оби-Гарм (мас. %)

Table 3. Content of rare elements in the water-bearing rocks and thermal waters of the Khoja-Obi-Garm field (wt. %)

Микроэлементы Microelements	Образец/Sample				Земная кора Earth's crust [21]
	1	2	3	4	
Be	3,057	1,57	4,25	2,315	3,8
Sc	16,93	12,97	20,2	18,03	10
V	18,09	23,52	41,6	40,3	90
Cr	11,05	17,36	32,95	27,64	83
Co	2,158	4,189	7,141	6,784	18
Ni	5,763	8,966	12,51	12,7	58
Cu	13,883	6,51	10,65	9,48	47
Zn	24,72	31,22	57,39	59,32	83
Ga	21,13	15,14	18,57	19,86	19
As	2,269	1,179	2,575	1,347	1,7
Rb	158,8	137	141	116,3	150
Sr	150,5	270,4	216,2	280	340
Zr	329,9	176,6	180,5	134	170
Nb	12,1	5,923	14,11	7,422	20
Mo	0,744	0,2563	0,606	0,366	1,1
Cd	0,2667	0,1359	0,1547	0,1056	0,13
Sn	3,227	2,554	10,1	4,679	2,5
Cs	7,2	2,0113	7,9575	5,465	3,7
Ba	511,20	1099,00	648,70	1378,00	650
Hf	11	6,287	5,903	4,963	1
Ta	1,167	0,5949	1,701	0,6168	2,5
W	2,656	0,8504	1,543	1,614	1,3
Pb	14,34	18,94	22,48	14,41	16
Th	69,6	92,49	61,83	10,6	13
U	12,02	20,57	9,088	2,31	2,5

Химический состав основных породообразующих минералов, выполненный на микрозонде (рис. 5), показал, что породообразующие минералы представлены в основном кварцем, калиевым

полевым шпатом (КПШ) и рядом плагиоклазов (от альбита до анортита). Среди аксессуарных минералов часто встречаются: циркон, апатит, карбонаты редкоземельных элементов. Метаморфизм пород выражен в хлоритизации, карбонатизации и эпидотизации по альбиту и КПШ.

Валовый химический состав водовмещающих пород демонстрирует высокие содержания следующих микрокомпонентов (мкг/кг): рубидия (116–159), стронция (150–280), циркония (134–330), бария (511–1378) и др. (табл. 3). Кроме того, выявлены повышенные содержания тория (до 92 мкг/кг) и урана (до 20 мкг/кг).

Широко известно, что в целом в гидросфере содержание радиоактивных элементов ничтожно мало, однако исследуемые воды характеризуются значительными содержаниями урана и тория. Для выявления источников этих элементов представлялось весьма интересно провести детальное исследование распределения урана и тория в водовмещающих породах.

Микрозондовые исследования показали, что основным минералом-концентратором Th и U является циркон, содержащий до 9,5 % Th и 6,6 % U. Также были диагностированы зерна торита ( $\text{ThSiO}_4$ ) с содержанием Th до 47 %.

Предварительные результаты показывают, что несомненным источником радиоактивных элементов в термальных водах Ходжи-Оби-Гарма являются водовмещающие породы, которые, взаимодействуя с водами при высоких температурах, растворяются и поставляют в воду данные элементы.

По микрокомпонентному составу водовмещающие породы месторождения термальных вод Ходжа-Оби-Гарм обогащены скандием, галлием, барием, торием и ураном.

### Взаимодействие воды с породой

Для количественной оценки интенсивности водной миграции химических элементов был использован коэффициент водной миграции ( $K_{\text{вм}}$ ), который определялся по формуле [9]:

$$K_{\text{вм}} = \frac{m_x \cdot 100}{M \cdot n_x},$$

где  $m_x$  – содержание элемента в воде мкг/л;  $M$  – минерализация воды, мкг/л;  $n_x$  – содержание элемента в водовмещающей породе, %. Этот коэффициент был предложен А.И. Перельманом и основывается на идеях Б.Б. Полюнова о неравномерном выносе химических элементов из горных пород. Из формулы можно понять, что чем выше коэффициент водной миграции, тем сильнее элемент способен выщелачиваться из вмещающих горных пород.

Также были вычислены коэффициенты интенсивности осаждения ( $K_0$ ) и коэффициенты геохимической подвижности ( $K_n$ ) [29], значения которых приведены в табл. 4.

Таблица 4. Геохимическая подвижность элементов месторождения Ходжа-Оби-Гарм

Table 4. Geochemical mobility of elements of the Khoja-Obi-Garm field

Элементы Elements	$K_{\text{вм}}$ Water migration coefficient	$K_0$ Precipitation coefficient	$K_n$ Mobility coefficient	Элемент Elements	$K_{\text{вм}}$ Water migration coefficient	$K_0$ Precipitation coefficient	$K_n$ Mobility coefficient
Be	0,0611	0,0237	0,0848	Pr	0,0003	0,0335	0,0338
Sc	0,0014	0,0058	0,0073	Nd	0,0004	0,0297	0,0301
Sc	0,0028	0,0584	0,0611	Sm	0,0005	0,0471	0,0477
V	0,0012	0,0171	0,0184	Eu	0,0006	0,0640	0,0646
Cr	0,0012	0,0138	0,0151	Gd	0,0007	0,0535	0,0542
Co	0,0015	0,0104	0,0119	Tb	0,0008	0,0725	0,0733
Ni	0,0081	0,0290	0,0371	Dy	0,0008	0,2442	0,2450
Cu	0,0357	0,0836	0,1192	Ho	0,0010	0,1518	0,1528
Zn	0,0122	0,0676	0,0798	Er	0,0012	0,0466	0,0478
Ga	0,0968	26,1480	26,2447	Tm	0,0012	0,0420	0,0431
As	0,8992	1,6372	2,5365	Yb	0,0007	0,0312	0,0320
Rb	0,2642	17,4074	17,6716	Lu	0,0011	0,0372	0,0383
Sr	0,2309	0,0491	0,2800	Pb	0,0333	0,4589	0,4922
Y	0,0010	0,0398	0,0408	Th	0,0001	0,0420	0,0421
Cd	0,0668	0,4338	0,5006	U	0,0043	0,0413	0,0456
Cs	12,2485	345,2132	357,4617	Zr	0,0014	0,3742	0,3756
Ba	0,0005	0,0876	0,0881	Mo	1,5701	6,5443	8,1145
La	0,0003	0,0194	0,0196	Sn	0,0552	1,0456	1,1008
Ce	0,0003	0,0259	0,0261	W	7,3584	30,6222	37,9806

Коэффициент интенсивности осаждения по аналогии с коэффициентом водной миграции определяется как отношение содержания элемента в растворе к его содержанию в продуктах, образованных в результате разрушения водой первичных пород. Таким образом, в отличие от  $K_{\text{вм}}$ , который характеризует относительный вынос элементов из горных пород,  $K_0$  определяет относительную степень связывания элементов вторичными продуктами.

Геохимическая подвижность любого элемента определяется результирующим влиянием этих двух процессов. Ввиду этого подвижность элементов в условиях зоны гипергенеза можно оценить путём определения коэффициента геохимической подвижности  $K_n$ , который равен:  $K_n = K_{\text{вм}} + K_0$  [29].

После проведенных расчетов можно выделить элементы, подвижность которых практически не изменяется, изменяется незначительно и изменяется более чем в два раза (табл. 4).

Уровень накопления (концентрирования) элементов в воде был оценен с использованием коэффициента концентрирования ( $K_k$ ), который определяется по формуле  $K_k = C_i / C_{\text{ф}}$ , где  $C_i$  – средняя концентрация химического элемента в данной выборке;  $C_{\text{ф}}$  – фоновое содержание этого элемента (рис. 6).

Проведенные расчеты показывают, что высоким уровнем накопления (с  $K_k$  больше 10) обладают литий, галлий, рубидий, цезий и кремний. Ванадий, хром, марганец, кобальт, никель, цинк, серебро, барий и торий (уран) обладают низкой концентрирующей способностью ( $K_k$  – менее 0,1).

К группе редких элементов, которая включает рассеянные, редкоземельные и благородные элементы, как правило, относятся относительно малораспространенные элементы, с кларками преимущественно <0,01 % по массе [29–31]. На месторождении Ходжа-Оби-Гарм изучены эти элементы, среди которых преобладают: Sc, Ga, Rb, Cd, Th, U (табл. 5).

По среднему содержанию в термальных водах редкие элементы образуют последовательность: Rb >>> Ga >> U > Sc > Cd > Th. В водовмещающих породах последовательность иная: Rb > Th > Ga > Sc > U >>> Cd. Все остальные элементы находятся в значительно меньших концентрациях.

Повышенное содержание Rb характерно практически для всех гидротерм в мире. Генезис его имеет дискуссионный характер: большинство исследователей считают, что Rb поступает в воду в результате выщелачивания водовмещающих пород, обогащенных этим элементом [1, 3, 28, 32].

Таблица 5. Содержание редких элементов в водовмещающих породах (г/т) и термальных водах (мкг/л) месторождения Ходжа-Оби-Гарм

Table 5. Content of rare elements in the water-bearing rocks and thermal waters of the Khoja-Obi-Garm field

Компонент Component	Водовмещающие породы Water-bearing rocks				Термальные воды Thermal waters	
	Образец/Sample				Скважина/Well	
	1	2	3	4	7	16
Sc	16,93	12,97	20,2	18,03	0,0891	0,07
Ga	21,13	15,14	18,57	19,86	7,2142	6,18
Rb	158,8	137	141	116,3	122,6	113,79
Cd	0,27	0,14	0,15	0,11	0,047	0,03
Th	69,6	92,49	61,83	10,6	0,03	0,01
U	12,02	20,57	9,088	2,31	0,22	0,08

В скальных породах месторождения Rb в основном входит в состав слюд и калиевых полевых

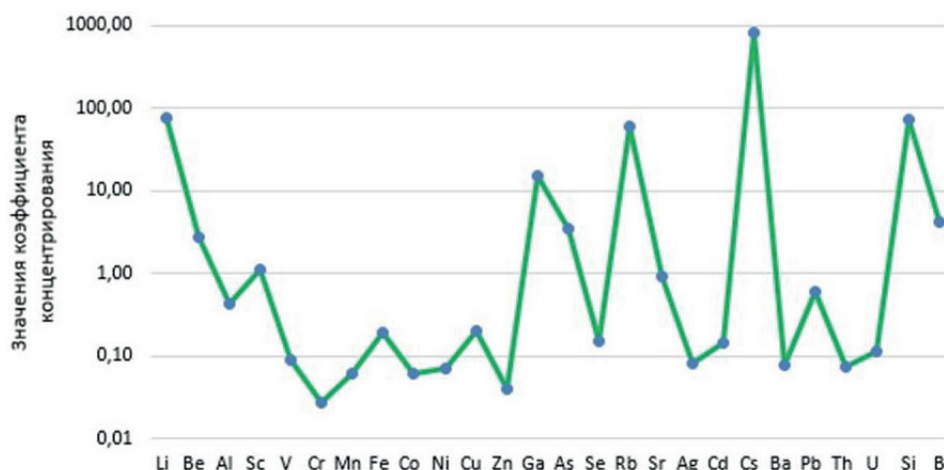


Рис. 6. Коэффициент концентрирования микроэлементов в термальных водах месторождения Ходжа-Оби-Гарм

Fig. 6. Concentration ratio of microelements in the thermal waters of the Khoja-Obi-Garm field

шпатов. Рассчитанный  $K_{\text{вм}}$  для элемента составляет 0,26, т. е. в данных условиях Rb не является сильным мигрантом.

Содержание Ga в водах находится в диапазоне значений 6,2–7,2 мкг/л. В водовмещающих толщах концентрация элемента в целом соответствует его кларковому значению и составляет 15–21 г/т. Основными минералами-концентраторами Ga являются также основные породообразующие минералы (слюды и полевые шпаты). Во вторичной фазе количество Ga низкое (0,07 г/т).

Содержания U в водах месторождения низкие и варьируют в области 0,06–0,13 мкг/л. Основным минералом, содержащим диагностируемое количество элемента, является циркон (до 6,7 мас. %). Установлено, что при высокой щелочности исследуемых термальных вод уран мигрирует главным образом в виде гидрокси-уранилов и карбонат-уранилов. Новообразованная вторичная фаза содержит U в незначительных количествах (до 1,2 г/т). Коэффициент водной миграции урана  $\approx 0,0043$  показывает, что элемент является неподвижным мигрантом в данной геохимической обстановке. Коэффициент концентрации U низкий (около 0,11), однако он выше, чем у Th, но меньше, чем у Sc.

Концентрации Th в водах варьируют слабо и в среднем составляют 0,016 ppm. Столь низкие значения Th в воде, несмотря на высокие концентрации элемента (до 92 г/т) в водовмещающих породах, обусловлены физико-химическими свойствами элемента. Как известно, Th является одним из наименее подвижных в процессе выщелачивания элементом [33], для примера растворимость  $U^{6+}$  в воде на три порядка выше, чем  $Th^{4+}$ . Основным минералом концентратором тория является непосредственно торий (до 47 мас. % Th), значительные количества данного элемента также диагностированы в цирконах (до 7 мас. %) и монацитах (до 1,6 мас. %).  $K_{\text{вм}}$  для тория почти в два раза ниже, чем для урана.

Среднее содержание Sc в скальных породах месторождения более чем в три раза превышает

кларк элемента в земной коре и составляет 17 г/т. Основной минеральной формой, концентрирующей элемент, является циркон (Sc до 0,6 мас. %). В водах уровень элемента очень низкий и составляет 0,07–0,09 мкг/л, что характерно для столь щелочных вод.  $K_{\text{вм}}$  скандия низкий (0,0028), соответственно интенсивность водной миграции элемента очень слабая. Коэффициент концентрации составляет 1,09.

Уровень концентрации Cd в скальных породах месторождения примерно равен кларку элемента в земной коре [5, 32]. Содержания в термальных водах еще на три порядка ниже ( $C_{\text{ср}} \approx 0,03$  мкг/л). Кадмий имеет очень слабую интенсивность водной миграции,  $K_{\text{вм}}$  составляет 0,0668.

#### Заключение

По химическому составу термальные воды месторождения Ходжа-Оби-Гарм относятся к мало-минерализованным (до 450 мг/л) хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатным натриево-кремнистым водам. Воды обогащены фтором (до 18 мг/л), литием (до 1,03 мг/л), галлием (7,2 мкг/л), свинцом (до 5,5 мкг/л), мышьяком (до 5,7 мкг/л) и радонном (до 815 Бк/л) [2, 3, 6, 7, 19, 20, 24, 25].

Проведенные исследования показывают, что редкие элементы в скальных породах месторождения образуют в соответствии с их содержанием следующую последовательность: Rb>Th>Ga>Sc>U>>Cd. Термальные воды месторождения в значительной мере обогащены Rb, который имеет наибольший среди редких элементов коэффициент водной миграции. Далее следуют Th и Ga, остальные элементы присутствуют в «следовых» количествах.

При движении из глубин к поверхности термальные воды интенсивно взаимодействуют с водовмещающими породами и растворяют их. Во время данного процесса происходит, предположительно, выщелачивание многих микрокомпонентов (La, Rb, Zr, Ba, Li и др.) и концентрирование их в водах.

Преимущественно натриевый состав вод определяется интенсивным растворением альбита, в то время как КППШ реагируют с раствором незначительно. Высокое содержание кремния в растворе

обусловлено его поступлением при растворении плаггиоклазов.

*Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ № 18-05-00445.*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Арсанова Г.И. Происхождение термальных вод вулканических областей // Вулканология и сейсмология. – 2014. – № 6. – С. 44–58.
2. Барабанов Л.Н., Дислер В.Н. Азотные термы СССР / отв. ред. д.г.-м.н. В.В. Иванов. – М.: Геоминвод ЦНИИ КиФ, 1968. – 120 с.
3. Замана Л.В. Фтор в азотных термах Забайкалья // Геология и геофизика. – 2000. – Т. 41. – № 11. – С. 1575–1580.
4. Плюснин А.М., Чернявский М.К., Посохова В.Ф. Условия формирования гидротерм Баргузинского Прибайкалья по данным микроэлементного и изотопного состава // Геохимия. – 2008. – № 10. – С. 1063–1072.
5. Химический состав азотных термальных вод бальнеоклиматического курорта Ходжа-Оби-Гарм (Таджикистан) / А.Ю. Демонина, Н.А. Харитоновна, А.В. Корзун, А.И. Сардоров, Г.А. Челноков // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2017. – № 5. – С. 77–84.
6. Thermal waters at the western part of Pamir-Alay mountain system (Tajikistan) / A. Demonina, N. Kharitonova, I. Bragin, G. Chelnokov // 11<sup>th</sup> International Hydrogeological Congress. – Athens: National technic university of Athens, 2017. – V. 2. – P. 165–173.
7. Басков Е.А., Суриков С.Н. Гидротермы Земли. – Л.: Недра, 1989. – 243 с.
8. Кирюхин А.В., Шадрин С.В., Пузанков М.Ю. Моделирование термогидрогеохимических условий формирования продуктивных резервуаров в вулканогенных породах // Вулканология и сейсмология. – 2013. – № 2. – С. 90–104.
9. Перельман А.И. Геохимия элементов в зоне гипергенеза. – М.: Недра, 1972. – 288 с.
10. Плюснин А.М., Гунин В.И. Природные гидрогеологические системы, формирование химического состава и реакция на техногенное воздействие (на примере Забайкалья). – Улан-Удэ: Изд-во БНЦ СО РАН, 2001. – 137 с.
11. Чудаев О.В. Состав и условия образования современных гидротермальных систем дальнего Востока России. – Владивосток: Дальнаука, 2003. – 216 с.
12. Hydrochemistry of low-temperature thermal water of Primorye region (Russia) and environmental implications / G. Chelnokov, I. Bragin, N. Kharitonova, B. Chelnokova // Water Research and Hydraulic Engineering. – 2015. – V. 3. – P. 98–201.
13. Grasby S.E., Hutcheon I., Krouse H.R. The influence of water-rock interaction on the chemistry of thermal springs in western Canada // Applied Geochemistry. – 2007. – V. 15. – P. 439–454.
14. Thermal-hydrodynamic-chemical (THC) modeling based on geothermal field data. Geothermics / A. Kiryuhin, T. Xu, K. Pruss, J. Apps, I. Slovtsov // Technophysics. France. – 2004. – V. 33. – P. 199–214.
15. Michard G. Behaviour of major elements and some trace elements (Li, Rb, Cs, Sr, Fe, Mn, W, F) in deep hot waters from granitic areas // Chemical geology. – 1990. – V. 89. – P. 117–134.
16. Кац В.Е. Природная радиоактивность геологической среды // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека: материалы II Международной конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – С. 549–557.
17. Gallois R.W. The formation of the hot springs at Bath Spa, UK // Geological Magazine. – 2007. – V. 144. – P. 741–747.
18. Разыков Б.Х. Особенности размещения и экономическая оценка минеральных вод Таджикистана. – Душанбе: Дониш, 2007. – 99 с.
19. Баратов Р.Б. Геология и петрография района термальных источников Ходжа-Оби-Гарм. Отчет Ходжа-Оби-Гармской геологической партии по работам 1946 г. – Душанбе, 1946. – 64 с.
20. Демонина А.Ю., Харитоновна Н.А. Методы определения и условия формирования химического состава термальных вод месторождения Ходжа-Оби-Гарм // Морские исследования и образование (MARESEDU-2017): Труды VI Международной научно-практической конференции. – Тверь: ООО «Поли-ПРЕСС», 2017. – С. 659–663.
21. Демонина А.Ю., Брагин И.В., Разыков Б.Х. Условия формирования термоминеральных вод южных отрогов Гиссарского хребта // XXI Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Новосибирский государственный университет, 2018. – С. 166–172.
22. Демонина А.Ю., Харитоновна Н.А., Сардоров А.И. Химический состав термальных вод курорта Ходжа-Оби-Гарм (Таджикистан) // Санаторно-курортное лечение: Материалы III Международного конгресса. – М., 2017. – С. 30.
23. Шапар А.А., Туев В.Г. Результаты разведочных гидрогеологических работ на месторождении термальных вод Ходжа-Оби-Гарм. Т. I. Комплексная геологическая экспедиция. – Душанбе: ТаджикГИИНИТИЗ, 1967. – 96 с.
24. Demonina A., Kharitonova N., Sardorov A. Chemical composition of thermal waters of Khoja-Obi-Garm Spa // 42 World congress of the international society of medical hydrology and climatology. – Moscow, 2017. – P. 39.
25. Гидрогеология СССР. Т. XLI. Таджикская ССР / под ред. В.С. Самаринной. – М.: Недра, 1972. – 472 с.
26. Виноградов А.П. Среднее содержание химических элементов в главных типах изверженных горных пород земной коры // Геохимия. – 1962. – № 7. – С. 555–571.
27. Геохимические особенности распределения основных и редкоземельных элементов в Паратунской и Большебанной гидротермальных системах Камчатки / О.В. Чудаев, Г.А. Челноков, И.В. Брагин, Н.А. Харитоновна, С.Н. Рычагов, А.А. Нурдаев, И.А. Нурдаев // Тихоокеанская геология. – 2016. – Т. 35. – № 6. – С. 102–119.
28. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – М.: Недра, 1998. – 287 с.
29. Shvartsev S.L. Geochemistry of Fresh Groundwater in the Main Landscape Zones of the Earth // Geochemistry International. – 2008. – V. 46. – № 13. – P. 1–114.
30. Hydrogeology of thermal waters in Viterbo area, central Italy / V. Piscopo, M. Barbieri, V. Monetti, G. Pagano, S. Pistoni, E. Ruggi, D. Stanzione // Hydrogeology Journal. – 2006. – V. 14. – P. 1508–1521.
31. Шварцев С.Л. Фундаментальные механизмы взаимодействия в системе вода-горная порода и ее внутренняя геологическая эволюция // Литосфера. – 2008. – № 6. – С. 3–24.
32. Смыслов А.А. Уран и торий в земной коре. – Л.: Недра, 1974. – 231 с.

*Поступила 18.10.2018 г.*



#### **Информация об авторах**

*Демонова А.Ю.*, ведущий инженер кафедры гидрогеологии Геологического факультета Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова.

*Харитонова Н.А.*, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры гидрогеологии Геологического факультета Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова; главный научный сотрудник лаборатории геохимии гипергенных процессов Дальневосточного геологического института Дальневосточного отделения Российской академии наук.

*Брагин И.В.*, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии гипергенных процессов Дальневосточного геологического института Дальневосточного отделения Российской академии наук.

*Челноков Г.А.*, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник, заведующий отделом и руководитель лаборатории геохимии гипергенных процессов Дальневосточного геологического института Дальневосточного отделения Российской академии наук.

*Тарасенко И.А.*, доктор геолого-минералогических наук, заместитель директора по научной работе Дальневосточного геологического института Дальневосточного отделения Российской академии наук.

UDC 551.234. 556.314

## MICROCOMPONENT COMPOSITION OF LOW-MINERALIZED NITROGEN THERMES OF THE GISSAR RIDGE (PAMIR-ALAY MOUNTAIN SYSTEM)

**Anna Yu. Demonova**<sup>1</sup>,  
danna1985@yandex.ru

**Natalia A. Kharitonova**<sup>1,2</sup>,  
tchenat@mail.ru

**Ivan V. Bragin**<sup>2</sup>,  
bragin\_ivan@mail.ru

**Georgiy A. Chelnokov**<sup>2</sup>,  
geowater@mail.ru

**Irina A. Tarasenko**<sup>2</sup>,  
tarasenko\_irina@mail.ru

<sup>1</sup> Lomonosov Moscow State University,  
1, Lenin Hills, Moscow, 119991, Russia.

<sup>2</sup> Far Eastern Geological Institute of the Far-Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences,  
159, 100 let Vladivostoku avenue, Vladivostok, 690022, Russia.

**The relevance** of the research is caused by the need for reasonable use of natural resources and thermomineral waters, in particular the unique balneoclimatic resort of Khoja-Obi-Garm, located in the central part of the spurs of the southern slope of the Gissar Ridge. The investigation of the microcomponent composition of these waters remains one of the most pressing problems for the study.

**The main aim.** The study of these waters began in the middle of the twentieth century, but the microcomponent composition of the waters is still poorly understood. The main aim of this work is a detailed study of distribution of chemical elements in thermal waters of the Khoja-Obi-Garm field, as well as identification of sources of their supply, mechanisms and factors of mobilization and fractionation.

**Objects** of the research are groundwater and water-bearing rocks of the low-mineralized thermal waters of Khoja-Obi-Garm, which is confined to the Pamir-Alai mountain system (Tajikistan).

**Methods.** The results of chemical analyzes of the water phase and water-bearing rocks are presented in the analytical units of the Far Eastern Geological and Far Eastern Oceanological Institutes of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences. The main cations and anions of thermal waters were determined by the method of liquid ion chromatography (HPLC-10AVp, SHIMADZU), and micro- and scattered elements were analyzed using plasma-optical emission spectrometry (ICP-AES, Plasmaquant-110) and inductive plasma mass spectrometry (ICP-MS, Agilent 7500c). For more complete understanding of the processes taking place in the water-rock system, the following programs were used: AQUACHEM 5.1, WATERQ4F, PHREEQC. The macrophotographs of the water-bearing rocks were performed with a Nikon digital camera, and petrographic studies were performed using a Leica-E stereoscopic microscope equipped with a digital camera. The content of the main elements in the samples was determined by atomic emission spectrometry on an iCAP 7600 Duo (Thermo Scientific) spectrometer and by inductively coupled plasma mass spectrometry using an Agilent 7500 spectrometer (Agilent Techn.).

**Results.** This article presents the results of complex studies of groundwater and water-bearing rocks of the low-mineralized thermal waters of the Khoja-Obi-Garm, which is confined to the Pamir-Alai mountain system (Tajikistan). According to the formation conditions, the thermal waters studied belong to the fissured lead waters that circulate within the massive intrusions localized within the Alpine folding zone. According to the chemical composition, the thermal waters of the Khoja-Obi-Garm deposit belong to the chloride-sulphate (450 mg/l) hydrocarbonate sodium-siliceous waters. Water is enriched with fluorine (up to 17 mg/l), lithium (up to 1,03 mg/l), rubidium (up to 123 µg/l), cesium (about 205–230 µg/l), arsenic (up to 5,7 µg/l) and radon (up to 815 Bq/l). The study shown as well that rare elements in rock formations of the deposit form in accordance with their content the following sequence: Rb>Th>Sc>Ga>U>>Cd. The thermal waters of the field are largely enriched with Rb, which has the highest coefficient of water migration among the rare elements, then Ga follows. The remaining elements are presented in the «trace» quantities. When moving from depth to surface, thermal waters intensively interact with water-bearing rocks, dissolve and leach them. During this process, intensive leaching of many microcomponents (La, Rb, Zr, Ba, Li, etc.) and their concentration in waters occur.

### Key words:

Thermal waters, hydrogeological conditions, water-bearing rocks, microcomponents, Tajikistan.

*The research was financially supported by the grant RFBR no. 18–05–00445.*

## REFERENCES

- Arsanova G.I. The origin of thermal waters of volcanic regions. *Volcanology and seismology*, 2014, no. 6, pp. 44–58. In Rus.
- Barabanov L.N., Disler V.N. *Azotnyie termy SSSR* [Nitrogenous terms of the USSR]. Ed. by V.V. Ivanova. Moscow, Geominode of the Central Research Institute of KiF, 1968. 120 p.
- Zamana L.V. Fluorine in the nitrogen waters of Transbaikalia. *Geology and geophysics*, 2000, vol. 41, no. 11, pp. 1575–1580. In Rus.
- Plyusnin A.M., Cherniavsky M.K., Posokhova V.F. The conditions for the formation of the Barguzin Baikal hydrothermal fluids according to the microelement and isotopic composition data. *Geochemistry*, 2008, no. 10, pp. 1063–1072. In Rus.
- Demonova A.Yu., Kharitonova N.A., Korzun A.V., Sardorov A.I., Chelnokov G.A. Chemical composition of nitrogen thermal waters of the balneoclimatic resort of Khodja-Obi-Garm (Tajikistan). *Vestnik of Moscow university. Series of Geology*, 2017, no. 5, pp. 77–84. In Rus.
- Demonova A., Kharitonova N., Bragin I., Chelnokov G. Thermal waters at the western part of Pamir-Alay mountain system (Tajikistan). *11<sup>th</sup> International Hydrogeological Congress*. Athens, National technic university of Athens, 2017. Vol. 2, pp. 165–173.
- Baskov E.A., Surikov S.N. *Gidrotermy Zemli* [Hydrotherms of the Earth]. Leningrad, Nedra Publ., 1989. 243 p.
- Kiryukhin A.V., Shadrina S.V., Puzankov M.Yu. Modeling of thermohydrochemical conditions for the formation of productive reservoirs in volcanogenic rocks. *Volcanology and seismology*, 2013, no. 2, pp. 90–104. In Rus.
- Perelman A.I. *Geokhimiya elementov v zone gipergeneza* [Geochemistry of elements in the hypergenesis zone]. Moscow, Nedra Publ., 1972. 288 p.
- Plyusnin A.M., Gunin V.I. *Prirodnye gidrogeologicheskie sistemy, formirovanie khimicheskogo sostava i reaksia na tekhnogennoe vozdeystvie (na primere Zabaikaliya)* [Natural hydrogeological systems, the formation of chemical composition and the response to man-made impacts (for example, Transbaikalia)]. Ulan-Ude, BSC Center of the SB RAS Publ., 2001. 137 p.
- Chudaev O.V. *Sostav i usloviya obrazovaniya sovremennykh gidrotermalnykh sistem dalnego Vostoka Rossii* [Composition and conditions of formation of modern hydrothermal systems of the Far East of Russia]. Vladivostok, Dalnauka Publ., 2003. 216 p.
- Chelnokov G., Bragin I., Kharitonova N., Chelnokova B. Hydrochemistry of low-temperature thermal water of Primorye region (Russia) and environmental implications. *Water Research and Hydraulic Engineering*, 2015, vol. 3, pp. 98–201.
- Grasby S.E., Hutcheon I., Krouse H.R. The influence of water-rock interaction on the chemistry of thermal springs in western Canada. *Applied Geochemistry*, 2007, vol. 15, pp. 439–454.
- Kiryuhin A., Xu T., Pruss K., Apps J., Slovtsov I. Thermal-hydrodynamic-chemical (THC) modeling based on geothermal field data. *Geothermics. Technophysics, France*, 2004, vol. 33, pp. 199–214.
- Michard G. Behaviour of major elements and some trace elements (Li, Rb, Cs, Sr, Fe, Mn, W, F) in deep hot waters from granitic areas. *Chemical geology*, 1990, vol. 89, pp. 117–134.
- Kats V.E. *Prirodnaya radioaktivnost geologicheskoy sredy* [Natural radioactivity of the geological environment]. *Radioaktivnost i radioaktivnye elementy v srede obitaniya cheloveka. Materialy II megdunarodnoy konferentsii* [Radioactivity and radioactive elements in the human environment. Materials of the II International Conference]. Tomsk, TPU Publ. house, 2004. pp. 549–557.
- Gallois R.W. The formation of the hot springs at Bath Spa, UK. *Geological Magazine*, 2007, vol. 144, pp. 741–747.
- Razykov B.Kh. *Osobennosti razmeshcheniya i ekonomicheskaya otsenka mineralnykh vod Tadjikistana* [Features of accommodation and economic evaluation of mineral waters in Tajikistan]. Dushanbe, Donish Publ., 2007. 99 p.
- Baratov R.B. *Geologiya i petrografiya rayona termalnykh istochnikov Khodja-Obi-Garm* [Geology and petrography of the thermal springs of Khodja-Obi-Garm]. *Report of the Khoja-Obi-Garm Geological Party on the works of 1946*. Dushanbe, 1946. 64 p.
- Demonova A.Yu., Kharitonov N.A. *Metody opredeleniya i usloviya formirovaniya khimicheskogo sostava termalnykh vod mestorozhdeniya Hodja-Obi-Garm* [Methods of determination and conditions for formation of chemical composition of thermal waters of the Khodja-Obi-Garm deposit]. *Morskije issledovaniya i obrazovanie (MARESEDU-2017). Trudy VI Mezhdunarodnoy naychno-prakticheskoy konferentsii* [Marine Research and Education (MARESEDU-2017). Proceedings of the VI International Scientific Practical Conference]. Tver, Polipress LLC, 2017. pp. 659–663.
- Demonova A.Yu., Bragin I.V., Razykov B.Kh. *Usloviya formirovaniya termomineralnykh vod uygnnykh otrogov Gissarskogo khrehta* [Conditions for formation of thermomineral waters of the southern spurs of the Gissar Range]. *XXI Soveshchanie po podzemnym vodam Sibiri i Dalnego Vostoka* [XXI Conference on the Groundwaters of Siberia and the Far East]. Novosibirsk, Novosibirsk State University Publ., 2018. pp. 166–172.
- Demonova A.Yu., Kharitonova N.A., Sardorov A.I. *Khimicheskii sostav termalnykh vod kyrorta Khodja-Obi-Garm* [Chemical composition of thermal waters of the resort Khodja-Obi-Garm (Tajikistan)]. *Sanatorno-kyrortnoe lecheniye. Materialy III Mezhdunarodnogo kongressa* [Sanatorium-resort treatment. Materials of the III International Congress]. Moscow, 2017. p. 30.
- Shapar A.A., Tuev V.G. *Rezultaty razvedochnykh gidrogeologicheskikh rabot na mestorozhdenii termalnykh vod Hodja-Obi-Garm* [The results of exploration hydrogeological work on the thermal deposit of Khoja-Obi-Garm]. Vol. I, Comprehensive geological expedition. Dushanbe, Tajik GIINTIZ Publ., 1967. 96 p.
- Demonova A., Kharitonova N., Sardorov A. *Chemical composition of thermal waters of Khoja-Obi-Garm Spa. 42 World congress of the international society of medical hydrology and climatology*. Moscow, Administration Building of the Moscow Government, 2017. p. 39.
- Gidrogeologiya SSSR* [Hydrogeology of the USSR]. Vol. XLI. The Tajik SSR. Moscow, Nedra Publ., 1972. 472 p.
- Vinogradov A.P. *Srednee sodержanie khimicheskikh elementov v glavnykh tipakh izvergennykh gornnykh porod zemnoy kory* [The average content of chemical elements in the main types of igneous rocks of the earth's crust]. *Geochemistry*, 1962, no. 7, pp. 555–571.
- Chudaev O.V., Chelnokov G.A., Bragin I.V., Kharitonova N.A., Rychagov S.N., Nuzhdaev A.A., Nuzhdaev I.A. *Geochemical features of the distribution of basic and rare-earth elements in the Paratunskaya and Bolshebannoye hydrothermal systems of Kamchatka*. *Pacific Geology*, 2016, vol. 35, no. 6, pp. 102–119. In Rus.
- Shvartsev S.L. *Gidrokekhiya zony gipergeneza* [Hydrogeochemistry of the hypergenesis zone]. Moscow, Nedra Publ., 1998. 287 p.
- Shvartsev S.L. *Geochemistry of Fresh Groundwater in the Main Landscape Zones of the Earth*. *Geochemistry International*, 2008, vol. 46, no. 13, pp. 1–114.
- Piscopo V., Barbieri M., Monetti V., Pagano G., Pistoni S., Ruggeri E., Stanzione D. *Hydrogeology of thermal waters in Viterbo area, central Italy*. *Hydrogeology Journal*, 2006, vol. 14, pp. 1508–1521.
- Shvartsev S.L. *Fundamental mechanisms of interaction in the water-rock system and its internal geological evolution*. *Lithosphere*, 2008, no. 6, pp. 3–24. In Rus.
- Smyslov A.A. *Uran i toriy v zemnoy kore* [Uranium and thorium in the earth's crust]. Leningrad, Nedra Publ., 1974. 231 p.

Received: 18 October 2018.

**Information about the authors**

*Anna Y. Demonova*, leading engineer, Lomonosov Moscow State University.

*Natalia A. Kharitonova*, Dr. Sc., professor, Lomonosov Moscow State University; chief researcher, Far Eastern Geological Institute of the Far-Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences.

*Ivan V. Bragin*, Cand. Sc., senior researcher, Far Eastern Geological Institute of the Far-Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences.

*Georgiy A. Chelnokov*, Cand. Sc., leading researcher, head of department and laboratory, Far Eastern Geological Institute of the Far-Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences.

*Irina A. Tarasenko*, Dr. Sc., deputy director for research, Far Eastern Geological Institute of the Far-Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences.

УДК 553.98.042

## СРАВНИТЕЛЬНАЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗОВ ГЕРАСИМОВСКОГО И КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ (В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ)

Алеева Анна Олеговна<sup>1</sup>,  
rastorguevaAO\_90@mail.ru

Исаев Валерий Иванович<sup>1,2</sup>,  
isaevvi@tpu.ru

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

<sup>2</sup> Югорский государственный университет,  
Россия, 628012, г. Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16.

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью воспроизводства сырьевой базы углеводородов юго-востока Западной Сибири за счет поисков и разведки залежей, приуроченных к доюрским отложениям.

**Цель:** определить критерии прогнозирования и поисков палеозойских залежей углеводородов на основе изучения геофизического различия разрезов юрских отложений месторождений, как с палеозойскими залежами нефти, так и месторождений только с юрскими залежами нефти.

**Объекты:** разрезы глубоких скважин Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения с основными запасами в пласте М – в проницаемых интервалах коры выветривания отложений палеозоя и скважин Крапивинского нефтяного месторождения, промышленная нефтеносность которого связана с терригенными отложениями юрского продуктивного горизонта Ю.

**Методы:** статистический анализ петрофизических параметров пластов-коллекторов по данным геофизических исследований скважин, оценка литологического состава коллекторов по петрофизическому критерию, сопоставительная оценка геофизической характеристики баженовской свиты Герасимовского и Крапивинского месторождений.

**Результаты.** На примере геофизической характеристики разрезов 29 глубоких скважин Герасимовского месторождения и 34 скважин Крапивинского месторождения показано, что палеозойские залежи имеют уникальное «отражение» в геолого-геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского осадочного разреза. Эта уникальность выражается существенно более высокими значениями удельного электрического сопротивления и карбонатизацией интервалов юрских отложений, а также отличительной характеристикой геофизических параметров интервала баженовской свиты. Для дальнейшей аргументации уникальности «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающих отложений, как критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей УВ, предлагается провести аналогичные исследования на нескольких месторождениях как герасимовского, так и крапивинского типов.

### Ключевые слова:

Залежи углеводородов доюрских отложений, геофизическая характеристика перекрывающего осадочного разреза, уникальное геофизическое «отражение» залежей палеозоя, критерий прогнозирования нефтегазоносности палеозоя, юго-восток Западной Сибири.

### Введение

На юго-востоке Западной Сибири воспроизводство сырьевой базы углеводородов (УВ) связывается с открытием новых залежей в слабоизученных комплексах [1]. Такими перспективными комплексами являются отложения нефтегазоносного горизонта зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений (НГГЗК) и внутреннего палеозоя [2–4], залежи в которых относятся к трудно извлекаемым запасам (ТРИЗ) [5].

На 2018 г. в этом регионе на государственный баланс поставлено 25 месторождений с залежами, приуроченными как к промежуточному структурному этажу – НГГЗК, так и к отложениям внутреннего палеозоя. Эти месторождения отмечены условными номерами на рис. 1: Арчинское (1), Урманское (2), Южно-Урманское (3), Нижнетабаганское (4), Тамбаевское (5), Южно-Тамбаевское (6), Южно-Табаганское (7), Солоновское (8), Калиновое (9), Северо-Калиновое (10), Герасимовское

(11), Останинское (12), Северо-Останинское (13), Селимхановское (14), Сатпаевское (15), Верхнекомбарское (16), Восточно-Верхнекомбарское (17), Лугинецкое (18), Средне-Глуховское (19), Фестивальное (20), Речное (21), Ясное (22), Чкаловское (23), Конторовичское (24), Советское (25).

На современном этапе поиск новых залежей УВ акцентирован на отложения коры выветривания и внутреннего палеозоя. Здесь формирование пород-коллекторов – это результат вторичных процессов, и, как следствие, такие отложения более сложные для оценки перспектив их нефтегазоносности в сравнении с юрско-меловыми отложениями [7–9].

В качестве предпосылки настоящих исследований принято следующее концептуальное положение. Палеозойские залежи могут иметь уникальное «отражение» в геолого-геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза. Такое «отражение» может заметно отличаться от геолого-геофизических параметров

мезозойско-кайнозойского разреза месторождений, не имеющих залежей в доюрском основании. Если принятая концепция будет аргументирована, то появятся дополнительные критерии прогнозирования и поисков палеозойских залежей углеводородов, а именно, по уникальным геолого-геофизическим признакам в перекрывающем осадочном комплексе.

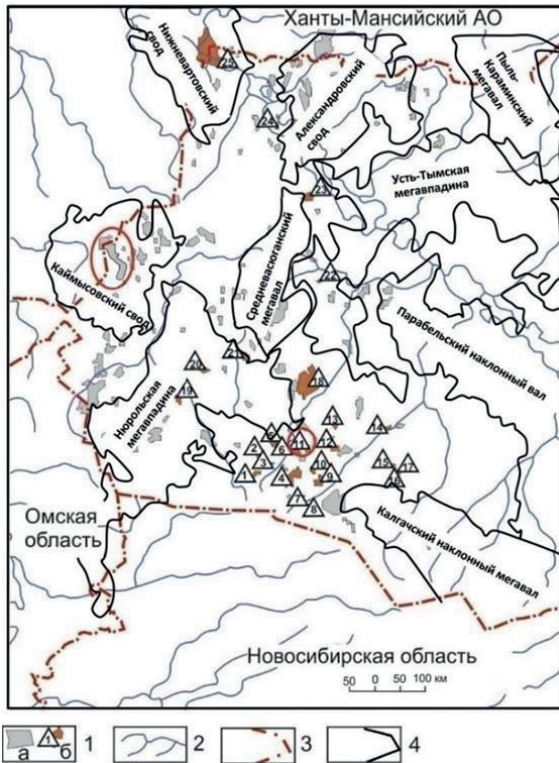


Рис. 1. Схема месторождений западных нефтепромысловых районов Томской области: 1 – месторождение в юрско-меловых НГК (а), с залежами в доюрском НГК (б); 2 – гидросеть; 3 – граница областей; 4 – границы тектонических элементов I порядка [6]. Овалами выделены Герасимовское месторождение (с залежами в доюрском НГК) и Крапивинское месторождение (с залежами в юрско-меловых НГК). Схема составлена по материалам Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО»

Fig. 1. Scheme of fields of Western oil-field areas of the Tomsk region: 1 is the field in the Jurassic-Cretaceous oil and gas complex (a), with deposits in the pre-Jurassic oil and gas complex (b); 2 is the hydraulic network; 3 is the border of the areas; 4 are the boundaries of tectonic elements of the first order [6]. Ovals mark the Gerasimovskoye field (with deposits in the pre-Jurassic oil and gas complex) and the Krapivinskoye field (with deposits in the Jurassic-Cretaceous oil and gas complex). The scheme is based on the materials of Tomsk branch of the «TFGI in Siberian Federal District»

Для аргументации концепции в качестве объектов исследований выбраны Герасимовское нефтегазоконденсатное и Крапивинское нефтяное месторождения. Герасимовское отличается широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносных комплексов (НГК) – юра–палеозой. Основные запасы УВ сосредоточены в пласте М, представленном проницаемыми интервалами коры вывет-

ривания [10], получены промышленные притоки нефти из пласта М<sub>1</sub> внутреннего палеозоя. А промышленная нефтеносность Крапивинского месторождения связана с отложениями продуктивного горизонта Ю<sub>1</sub> – пластами Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.

Герасимовское месторождение располагается в области схождения палеорифтов разных направлений, а Крапивинское месторождение располагается западнее наиболее протяженного Уренгойско-Колтогорского палеорифта. Как уже отмечалось [11], высокоомные коллекторы Герасимовского месторождения карбонатизированы, а низкоомные коллекторы Крапивинского месторождения характеризуются повышенной глинистостью.

### Геолого-структурная характеристика Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения

Герасимовское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1983 г. при бурении параметрической скважины 444, установившей нефтегазоносность пластов васюганской и тюменской свит (рис. 2).

С 1987 г. месторождение находится в пробной эксплуатации, проводимой силами НГДУ «Лугинекнефть». Кроме разведочных скважин 5 и 8 в эксплуатацию введен один куст скважин: 112, 113, 114, 117, 118, 119, 122, 123, 124 и 203. Все скважины пробурены в принятом ранее контуре нефтеносности по нефтяным пластам Ю<sub>7</sub> и М. Базовым объектом разработки является пласт М, представленный глинисто-кремнистыми отложениями коры выветривания палеозоя. Из десяти эксплуатационных скважин только семь являются продуктивными по пластам Ю<sub>7</sub> и М. Остальные оказались либо за контуром залежей, либо в зоне отсутствия коллектора.

Геологический разрез района месторождения представлен отложениями палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. Наиболее древние отложения на Герасимовском месторождении вскрыты в объеме мирной толщи.

По кровле палеозойских образований Герасимовское поднятие представляет собой горст-синклиналь, сформированную как пликативной крупной складчатостью, так и инверсионными блоковыми движениями по системе разломов [12]. Сеть тектонических нарушений разделяет месторождение на ряд блоков, причем зоны улучшенных коллекторских свойств в доюрских образованиях тяготеют к участкам разгрузки тектонических напряжений (зоны разуплотнения и дробления, фиксируемые более мелкими нарушениями различной ориентировки) [13].

Юрские терригенные коллекторы (пласты Ю<sub>1</sub>–Ю<sub>12</sub>) представлены песчаниками, включающими прослой алевролитов и аргиллитов. Песчаники – типично поровые коллекторы. Основные запасы нефти на месторождении сосредоточены в верхней, измененной части палеозойского разреза – в пласте М [14]. Этот пласт сложен выветрелыми отложениями палеозойского возраста. Кол-

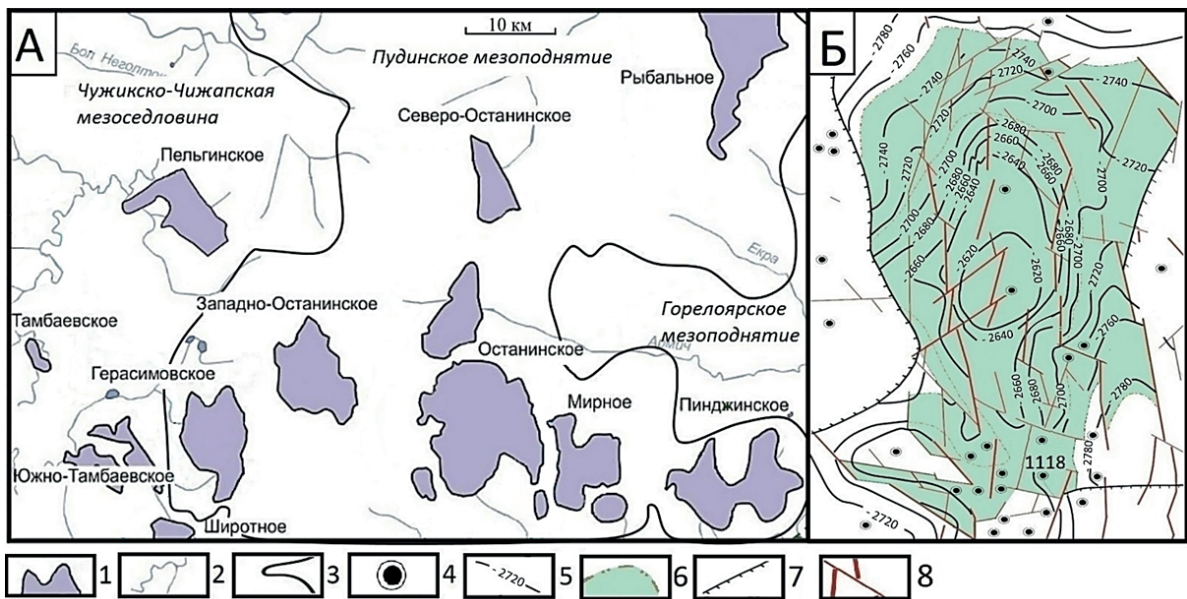


Рис. 2. Обзорная схема территории исследований. Герасимовско-Останинская группа месторождений углеводородов Томской области (А) и контур Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения (Б). К А: 1 – месторождение УВ; 2 – речная сеть; 3 – контуры тектонических элементов II-го порядка [6]. К Б: 4 – исследуемые скважины; 5 – изолинии по отражающему горизонту Фа (кровля пласта М); 6 – контур ВНК по пласту М; 7 – линия замещения коллектора пласта М; 8 – тектонические нарушения. Схема составлена по материалам Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО»

Fig. 2. Overview of the territory of research. Gerasimovsko-Ostaninskaya group of hydrocarbon fields of the Tomsk region (A) and the contour of the Gerasimovskoye oil and gas condensate field (B). To A: 1 is the hydrocarbon field; 2 is the river network; 3 are the contours of tectonic elements of the second order [6]. To B: 4 are the wells under study; 5 are the isohypses on the reflecting horizon Fa (roof of the seam M); 6 is the contour of the oil-water contact through the reservoir M; 7 is the replacement line of the reservoir M; 8 are the tectonic disturbances. The scheme is based on the materials of the Tomsk branch of the «TFGI in Siberian Federal District»

литор относится к поровому, трещинно-поровому типу. Он имеет вторичный генезис, формировался под воздействием процессов поверхностного выветривания и инфильтрационного метасоматоза [15].

#### Геофизическая характеристика Герасимовского месторождения

Для характеристики петрофизики пластов Герасимовского месторождения использовались данные геофизических исследований по разрезу 29 скважин (рис. 2, А) и петрофизические уравнения (по материалам Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО», О.В. Суханова, 1995).

Анализ каротажных диаграмм, на примере скважины 1118 (рис. 3), показывает, что интервал коры выветривания и интервал юрского разреза имеют отличительные геофизические свойства.

Доюрский интервал разреза отличается повышенными показаниями индукционного каротажа (ИК) – 280–300 против 210 мкС/м в интервале юрского разреза, вероятно, за счет повышенного содержания пластовой воды и повышенной ее минерализации. Кора характеризуется понижением показаний нейтронного каротажа (НКТ) – 2,9 против 3,9, вероятно, за счет повышения минерализации пластовой воды.

Кора существенно менее радиоактивна, чем пласты юрского разреза: 4–5 мкР/ч против

9–10 мкР/ч. Низкая радиоактивность интервала коры выветривания, скорее всего, связана с вторичными процессами, в которых участвуют подвижные формы радиоактивного калия и урана [16]. Можно заметить, что понижение радиоактивности разреза происходит еще на границе с корой выветривания, резкое понижение – уже в разрезе коры выветривания. Возможно, что эта геолого-геофизическая особенность может быть критерием для выделения верхней границы коры выветривания и прогноза ее продуктивности по данным геофизических исследований скважин.

Как правило, для терригенных разрезов пористость пластов-коллекторов определяется по данным метода потенциалов собственной поляризации (ПС) – по относительной амплитуде ( $\alpha_{ПС}$ ) [17]. Исключительной особенностью Герасимовского месторождения является отсутствие значимой корреляционной зависимости между коэффициентом пористости ( $K_n$ ) и  $\alpha_{ПС}$ . Это убедительно демонстрируется на приведенном кросс-плоте (рис. 4, А). Отсутствие значимой зависимости между  $K_n$  и  $\alpha_{ПС}$  имеет место практически по всем пластам юрского разреза, а также для пласта М.

Физико-геологической основой определения пористости по  $\alpha_{ПС}$  является тесная связь пористости коллектора и его глинистости. В связи с этим можно предположить, что коллекторы Герасимовского месторождения карбонатизированы.

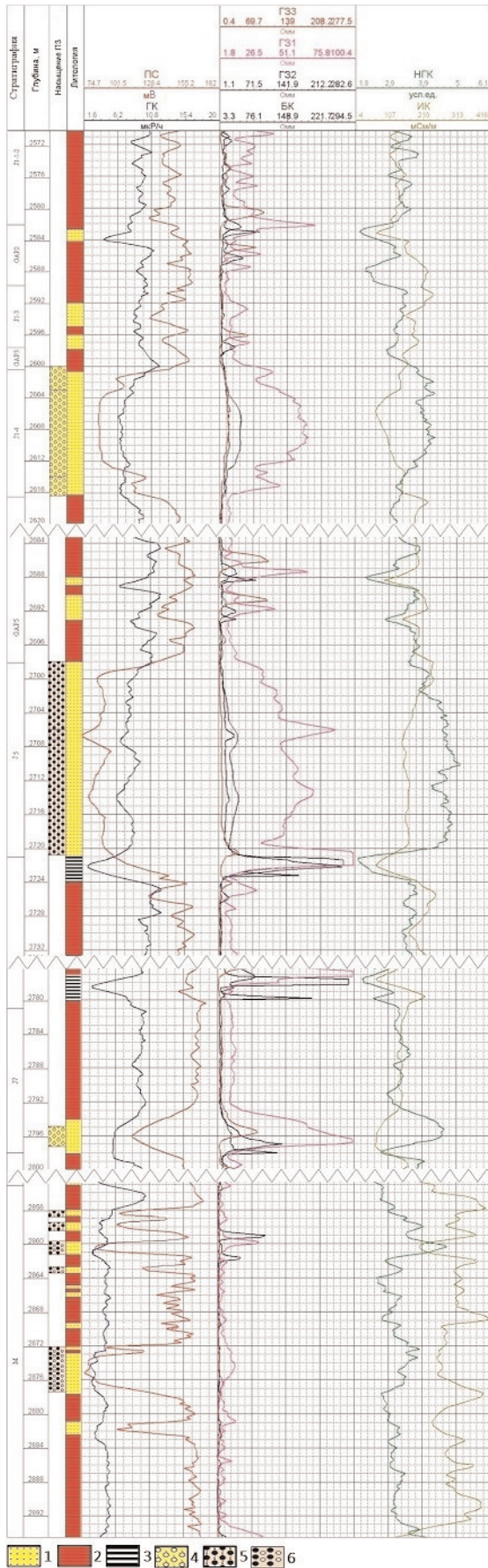


Рис. 3. Герасимовское месторождение. Геофизическая характеристика разреза скважины 1118 в интервалах пластов Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> (J1-2), Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> (J1-3), Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> (J1-4), Ю<sub>5</sub> (J5), Ю<sub>7</sub> (J7), M: 1 – песчаник; 2 – аргиллит; 3 – уголь; 4 – газонасыщенный; 5 – нефтенасыщенный; 6 – нефтеводонасыщенный

Fig. 3. Gerasimovskoe field. Geophysical characteristics of the well section 1118 in the intervals of the J<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, J<sub>1</sub><sup>3</sup>, J<sub>1</sub><sup>4</sup>, J<sub>5</sub>, J<sub>7</sub>, M: 1 is the sandstone; 2 is the argillite; 3 is the coal; 4 – gas saturated; 5 – oil saturated; 6 – oil-water-saturated

Для обоснования этого предположения был проведен расчет удельного электрического сопротивления (УЭС) пластов-коллекторов, так как карбонатизация песчаника должна приводить к увеличению его УЭС [18]. Для расчетов использованы петрофизические уравнения, применяемые для оценки параметра нефтенасыщенности пластов (P<sub>n</sub>). Как видно по результатам расчета ρ<sub>нп</sub> (табл. 1), юрские пласты-коллекторы Герасимовского месторождения имеют существенно высокие значения УЭС, пласт M – несколько ниже.

Для контроля корректности полученных значений УЭС, указывающих на карбонатизацию пластов, были произведены расчеты интервального времени твердой фазы (ΔT<sub>тв</sub>), которое входит в уравнение «среднего времени» – зависимости «ΔT–K<sub>n</sub>». Согласно типовой модели, ΔT<sub>тв</sub> глины – 253, непористых песчаников – 173, карбоната (кальцита) – 158 мкс/м [19]. По расчетам (табл. 2), пласты Герасимовского месторождения имеют низкие значения ΔT<sub>тв</sub>, характерные для карбонатизированной породы. Наряду с этим, на малоглинистый состав пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> указывает теснота связи «ΔT–K<sub>n</sub>» – R<sup>2</sup>=0,67 (рис. 4, Б).

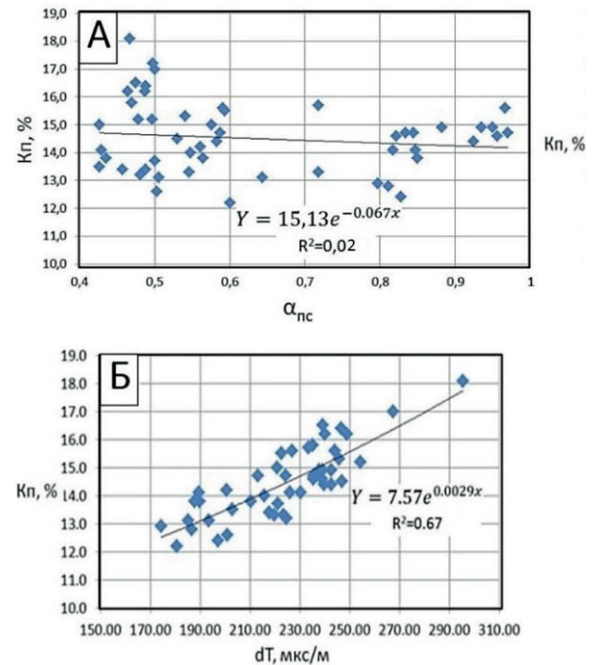


Рис. 4. Герасимовское месторождение. Теснота корреляционной связи K<sub>n</sub> пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> и α<sub>пс</sub> (А), K<sub>n</sub> и dT (Б). Поля корреляции по 29 скважинам (рис. 2)

Fig. 4. Gerasimovskoe field. The tightness of the correlation of the φ of the J<sub>1</sub><sup>1-2</sup> formation and α<sub>sp</sub> (A), φ and dT (B). Correlation field for 29 wells (Fig. 2)



Таблица 1. Результаты расчета удельного электрического сопротивления  $\rho_{\text{пл}}$  пластов Герасимовского месторождения

Table 1. Results of calculation of the electrical resistivity  $R_t$  layers of the Gerasimovskoe field

Пласт Formation	* $K_{\text{пл}}$ , д. е. * $\phi$ , d. e.	* $K_{\text{пл}}$ , д. е. * $S_{\text{oil}}$ , d. e.	* $\rho_{\text{пл}}$ , Ом·м * $R_w$ , om-m	Петрофизическое уравнение Petrophysical equation	$P_{\text{н}}$ , о. е. $F$ , o. e.	$\rho_{\text{пл}}$ , Ом·м $R_o$ , om-m	$K_{\text{пл}}$ , д. е. $S_w$ , d. e.	$P_{\text{н}}$ , о. е. $RI$ , o. e.	$\rho_{\text{пл}}$ , Ом·м $R_t$ , om-m	
Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	0,15	0,56	0,06	$P_{\text{н}}=0,82/K_{\text{пл}}^{1,82}$	27,1	1,63	0,44	4,8	7,8	
Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	0,16	0,59								
Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup>	0,15	0,58								
Ю <sub>2</sub>	0,15	0,56								
Ю <sub>10</sub>	0,14	0,68	0,05	$P_{\text{н}}=2,02/K_{\text{пл}}^{1,39}$	35,1	1,75	0,32	8,7	15,2	
Ю <sub>11</sub>	0,14	0,59								
Ю <sub>12</sub>	0,13	0,56								
Ю <sub>14</sub>	0,14	0,63								
Ю <sub>15</sub>	0,15	0,64								
М	0,18	0,55								
			0,04	$P_{\text{н}}=2,65/K_{\text{пл}}^{1,47}$	$P_{\text{н}}=1,07/K_{\text{пл}}^{2,00}$	34,2	1,37	0,45	5,3	7,3

\*средневзвешенные значения по 29 скважинам.

\*weighted average values for 29 wells.

Поскольку отличительно высокое значение УЭС юрских пластов Герасимовского месторождения с нефтяными пластами М в коре выветривания и М<sub>1</sub> внутреннего палеозоя является практически «сквозной» характеристикой разреза, то, вероятно, эта геофизическая характеристика юрского разреза может быть использована как прогностико-поисковый индикатор нефтегазоносности палеозойского НГК.

### Геолого-структурная характеристика Крапивинского нефтяного месторождения

Крапивинское нефтяное месторождение было открыто в 1984 г. и по запасам относится к разряду крупных. Первоочередной явилась скважина 195Р, заложенная в своде Крапивинского поднятия (рис. 5).

Крапивинское локальное поднятие имеет форму брахиантиклинальной складки субмеридиально-

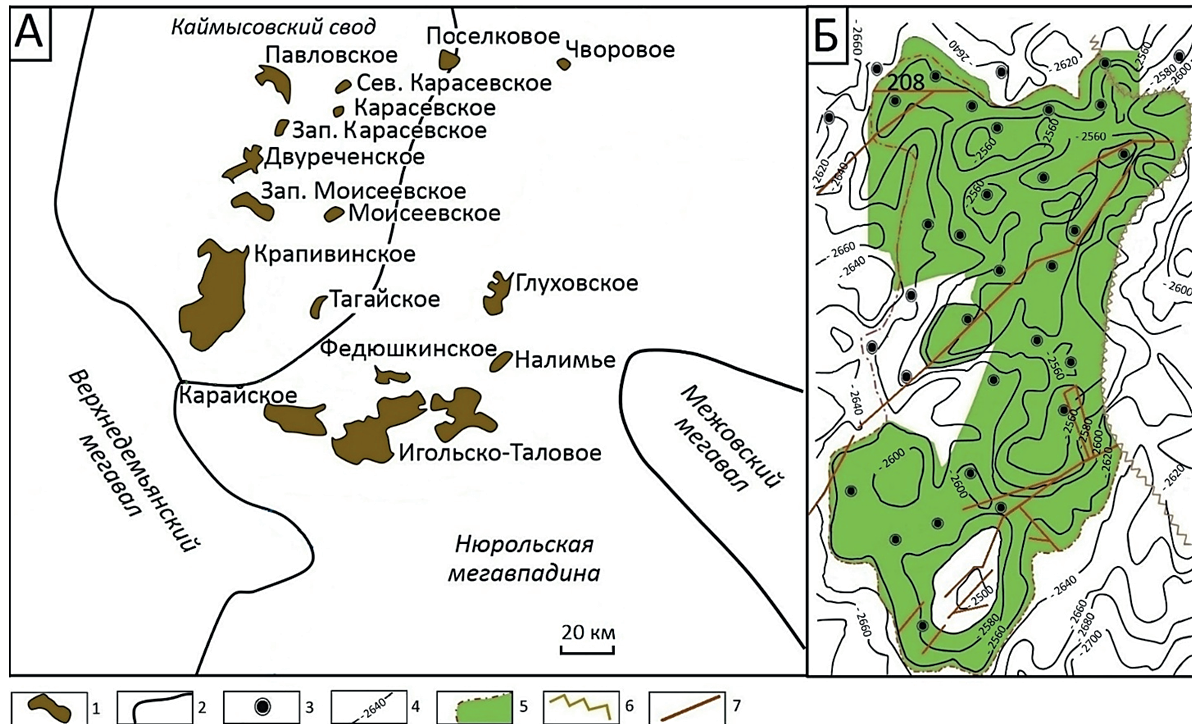


Рис. 5. Обзорная схема территории исследований. Крапивинская группа месторождений (А), контур Крапивинского нефтяного месторождения (Б). К А: 1 – месторождение УВ; 2 – контуры тектонических элементов. К Б: 3 – исследуемые скважины; 4 – изогипсы по подошве базеновской свиты; 5 – контур ВНК; 6 – линия литологического замещения пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>; 7 – тектонические нарушения. Схема составлена по материалам Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО»

Fig. 5. Overview of the territory of research. Krapivinskaya group of fields (A), the contour of the Krapivinskoe oil field (B). To A: 1 is the hydrocarbon field; 2 are the contours of tectonic elements. To B: 3 are the wells under study; 4 are the isohypses on the base of the Bazhenov suite; 5 is the contour of the oil-water contact; 6 is the line of lithological replacement of the J<sub>1</sub><sup>2</sup>; 7 are the tectonic disturbances. The scheme is based on the materials of the Tomsk branch of the «TFGI in Siberian Federal District»

го простирания. Центральная часть Крапивинского поднятия оконтуривается по изогипсе –2580 м. Тектоническими нарушениями, достигающими баженковского горизонта и проникающими в нижнемеловой интервал разреза, месторождение разбито на ряд блоков [20]. Терригенные отложения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла подстилаются метаморфизованными и дислоцированными породами доюрского фундамента.

Таблица 2. Пласты Герасимовского месторождения. Оценка интервального времени твердой фазы ( $\Delta T_{tv}$ ) и прогноз литологического состава

Table 2. Layers of the Gerasimovskoe field. Estimation of the interval time of the solid phase ( $\Delta T_{tv}$ ) and the forecast of the lithological composition

Пласты Formation	Петрофизическое уравнение Petrophysical equation	$\Delta T_{tv}$ , мкс/м $\Delta T_{tv}$ , mks/m	Прогноз литологического состава Forecast of lithological composition
Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup> , Ю <sub>2</sub> , Ю <sub>10</sub> –Ю <sub>12</sub> , Ю <sub>14</sub> , Ю <sub>15</sub>	$K_p=0,24\Delta T-39$	168	Карбонатизированный песчаник Carbonated sandstone
М	$K_p=0,23\Delta T-37$	160	Интенсивно карбонатизированная порода Intensively carbonated rock

В верхней части васюганской свиты локализован горизонт Ю<sub>1</sub>, представленный песчаниками и алевролитами [21]. Нефтегазоносные песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> разделены углисто-глинистым пластом Ю<sub>1</sub><sup>MV</sup>. Основные промышленные запасы нефти сконцентрированы в пласте Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> представляется как маломощный и низко-продуктивный.

### Геофизическая характеристика Крапивинского месторождения

Для характеристики петрофизики пластов Крапивинского нефтяного месторождения использовались данные геофизических исследований по разрезу 34 скважин (рис. 5, Б) и петрофизические уравнения (по материалам Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО», А.В. Гавура, 1996).

Сделан анализ петрофизических параметров пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. Изучены коэффициенты  $K_p$  и проницаемости ( $K_{пр}$ ), параметр пористости ( $P_p$ ),  $\alpha_{пс}$  и относительные амплитуды ГК ( $\alpha_{ГК}$ ). Определены медианные характеристики параметров и корреляционные зависимости между ними. Наиболее ярким представителем является разрез скважины

Таблица 3. Петрофизические параметры и петрофизические уравнения пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского месторождения. Скважина 208

Table 3. Petrophysical parameters and petrophysical equations of the J<sub>1</sub><sup>3</sup> reservoir of the Krapivinskoe field. Well 208

* $K_{пр}$ , Мд * $K$ , mD	* $K_p$ , % * $\varphi$ , %	* $P_p$ , о.е. * $F$ , о.е.	Уравнения связи и коэффициент достоверности линейной аппроксимации ( $R^2$ ) Relationship equations and the coefficient of reliability of linear approximation ( $R^2$ )				
			$K_p - \alpha_{пс}$ $\varphi - \alpha_{SP}$	$K_p - \alpha_{ГК}$ $\varphi - \alpha_{GR}$	$\alpha_{ГК} - \alpha_{пс}$ $\alpha_{GR} - \alpha_{SP}$	$\lg K_{пр} - K_p$ $\lg K - \varphi$	$\lg P_p - K_p$ $\lg F - \varphi$
74,3	16,3	19,1	$y=15,64x+4,62$ $R^2=0,72$	$y=9,41x+10,38$ $R^2=0,69$	$y=1,44x-0,45$ $R^2=0,78$	$y=0,30x-3,52$ $R^2=0,91$	$y=-0,04x+2,02$ $R^2=0,98$

\*средневзвешенные значения.

\*weighted average values.

208 (рис. 6, табл. 3). Разрез этой скважины отличается высокими значениями  $K_{пр}$  и низкими УЭС, что следует из значений  $P_p$  [22].

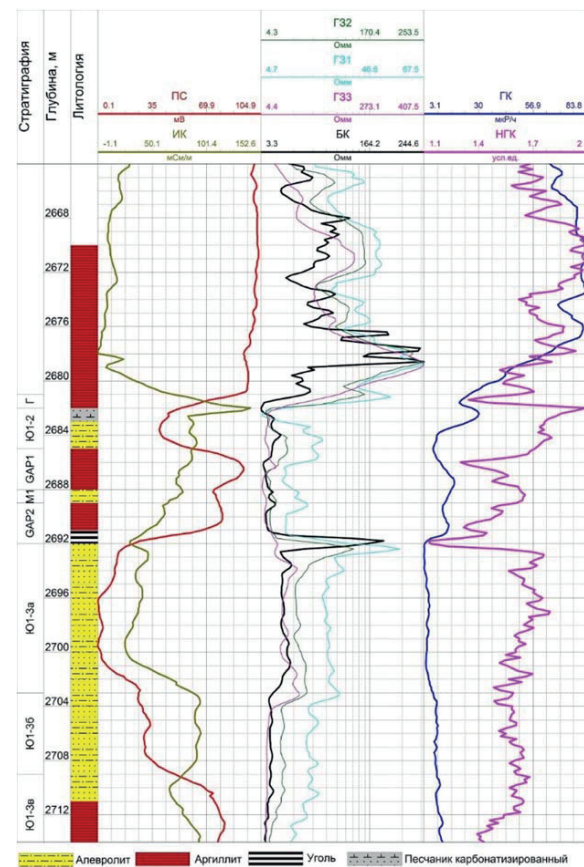


Рис. 6. Крапивинское месторождение. Геофизическая характеристика разреза скважины 208 в интервалах пластов Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3a</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3b</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3c</sup>

Fig. 6. Krapivinskoe field. Geophysical characteristics of the well section 208 in the intervals of layers J<sub>1</sub><sup>2</sup>, J<sub>1</sub><sup>3a</sup>, J<sub>1</sub><sup>3b</sup>, J<sub>1</sub><sup>3c</sup>

Для оценки удельного электрического сопротивления пластов-коллекторов Крапивинского месторождения использованы петрофизические уравнения, применяемые для расчета параметра нефтенасыщенности ( $P_p$ ). Судя по результатам оценки (табл. 4), юрские пласты-коллекторы Крапивинского месторождения имеют низкие значения УЭС.

Таким образом, интервалы юрских пластов в пределах Крапивинского нефтяного месторождения, не имеющего залежи в доюрском основании, отличаются низкими показаниями удельного электрического сопротивления.

**Таблица 4.** Результаты расчета удельного электрического сопротивления  $\rho_{\text{пл}}$  пластов Крапивинского месторождения

**Table 4.** Results of calculation of electrical resistivity  $R_e$  of Krapivinskoe field seams

Пласт Formation	* $K_{\text{пл}}$ , д. е. * $\varphi$ , d. e.	* $K_{\text{пл}}$ , д. е. * $S_{\text{пл}}$ , d. e.	* $\rho_{\text{пл}}$ , Ом·м * $R_w$ , om·m	Петрофизическое уравнение Petrophysical equation		$P_{\text{пл}}$ , о. е. $F$ , o. e.	$\rho_{\text{пл}}$ , Ом·м $R_o$ , om·m	$K_{\text{пл}}$ , д. е. $S_w$ , d. e.	$P_{\text{пл}}$ , о. е. $RI$ , o. e.	$\rho_{\text{пл}}$ , Ом·м $R_t$ , om·m
Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	0,15	0,59	0,06	$P_{\text{пл}}=1,87/K_{\text{пл}}^{1,80}$	$P_{\text{пл}}=1,08/K_{\text{пл}}^{1,6}$	22,2	1,44	0,41	4,5	6,5
Ю <sub>1</sub> <sup>3А</sup>	0,16	0,53		$P_{\text{пл}}=1,24/K_{\text{пл}}^{1,53}$	$P_{\text{пл}}=0,90/K_{\text{пл}}^{2,09}$	20,8	1,35	0,47	4,4	5,9
Ю <sub>1</sub> <sup>2В</sup>	0,14	0,44		$P_{\text{пл}}=2,15/K_{\text{пл}}^{1,81}$	$P_{\text{пл}}=0,93/K_{\text{пл}}^{1,87}$	28,3	1,84	0,56	2,8	5,1
Ю <sub>1</sub> <sup>3В</sup>	0,17	0,58				21,9	1,43	0,42	4,8	6,8

\*средневзвешенные значения по 34 скважинам.

\*weighted average values for 34 wells.

### Выводы

Аргументация критериев прогнозирования и поисков палеозойских залежей углеводородов на основе геологического и геофизического различия месторождений герасимовского и крапивинского типов, следующая.

- Для оценки параметров пластов-коллекторов Герасимовского и Крапивинского месторождений по данным электрических методов геофизических исследований скважин рассчитаны удельные электрические сопротивления  $\rho_{\text{пл}}$ . Результаты расчетов показали (табл. 1, 4), что юрские пласты Герасимовского месторождения отличаются от разрезов юрских пластов Крапивинского месторождения существенно более высокими значениями УЭС. Юрский разрез Герасимовского месторождения, имеющего залежи УВ в доюрском основании, обладает УЭС 7–11 Ом·м при среднем значении 10 Ом·м, а юрский разрез Крапивинского месторождения, не имеющего залежи УВ в доюрском основании, обладает УЭС 5–7 Ом·м при среднем значении 6 Ом·м.
- Для оценки литологического состава коллекторов Герасимовского месторождения проведен расчет интервального времени твердой фазы ( $\Delta T_{\text{тв}}$ ) (табл. 2): 160–168 мкс/м, интенсивно карбонатизированная порода, карбонатизированный песчаник. А расчет интервального времени для коллекторов Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского месторождения показывает: 175 мкс/м, слабоглинистый песчаник. Таким образом, оценка литологического состава коллекторов по акустическому каротажу установила, что коллекторы Герасимовского месторождения карбонатизированы, а коллекторы Крапивинского месторождения характеризуются повышенной глинистостью.

- На примере скважины 6 Герасимовского месторождения и скважины 226 Крапивинского месторождения были изучены геофизические характеристики баженовской свиты [23]. Омечено, что Герасимовское нефтегазоконденсатное месторождение отличается спокойным характером ПС и низким отношением КС/ГК в интервале баженовской свиты. А баженовская свита на Крапивинском нефтяном месторождении обладает противоположными признаками.

### Заключение

На примере геофизической характеристики разрезов глубоких скважин Герасимовского месторождения с палеозойскими залежами нефти и разрезов скважин Крапивинского месторождения с юрскими залежами нефти показано, что палеозойские залежи имеют уникальное «отражение» в геолого-геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза. Эта уникальность отражается в существенно более высоких значениях УЭС и карбонатизации интервалов юрских отложений, а также в характеристике геофизических параметров интервала баженовской свиты.

Для дальнейшей аргументации уникальности «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающих отложений, как критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей УВ, предлагается провести аналогичные исследования на нескольких месторождениях как герасимовского, так и крапивинского типов. При этом нужно уделить особое внимание геофизическим характеристикам баженовской свиты [24–26], которая, возможно, наряду с девонскими доманиками, является источником УВ для палеозойских залежей [27, 28].

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Petroleum potential of Lower-Jurassic deposits in Nurolsk megadepression / G. Lobova, E. Osipova, V. Isaev, D. Terre // Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – V. 24. URL: [http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012001/pdf/1755-1315\\_24\\_1\\_012001.pdf](http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012001/pdf/1755-1315_24_1_012001.pdf) (дата обращения 29.04.2019).
- Paleozoic facies megazones in the basement of the West Siberian geosyncline / E.A. Yolkin, A.E. Kontorovich, N.K. Bakharev, S.Yu. Belyaev, A.I. Varlamov, N.G. Izokh, A.V. Kanygin, V.A. Kashtanov, N.P. Kirida, A.G. Klets, V.A. Kontorovich, V.I. Krasnov, V.A. Krinin, S.A. Moiseev, O.T. Obut, S.V. Saraev, N.V. Sennikov, V.M. Tishchenko, Yu.F. Filippov, A.V. Khomenko, V.G. Khromykh // Russian Geology and Geophysics. – 2007. – V. 48. – № 6. – P. 491–504.
- Лобова Г.А., Лунёва Т.Е., Кириллина М.С. Районирование перспектив нефтегазоносности доюрских резервуаров Нюрольской мегавпадины (по данным палеотемпературного моделирования и бурения) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 3. – С. 123–133.

4. Белозёров В.Б., Гарсия Бальса А.С. Перспективы поиска залежей нефти в отложениях Девона юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 6. – С. 128–139.
5. Hard-to-recover reserves of Yugra oil (West Siberia) / V.I. Isaev, S.G. Kuzmenkov, R.Sh. Ayupov, Yu.A. Kuzmin, G.A. Lobova, P.A. Stulov // Геофизический журнал. – 2019. – Т. 41. – № 1. – С. 33–43.
6. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В.А. Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков, А.А. Конторович, О.И. Супруненко // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.
7. Koveshnikov A.E., Nesterova A.C., Dolgaya T.F. Fracture system influence on the reservoirs rock formation of Ordovician-Devonian carbonates in West Siberia tectonic depression // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – V. 43. URL: <http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/35185/1/dx.doi.org-10.1088-1755-1315-43-1-012008.pdf> (дата обращения 29.04.2019).
8. Ковешников А.Е., Недолишко Н.М. Кобы выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской синеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 77–81.
9. Ковешников А.Е., Недолишко Н.М. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 82–86.
10. Kontorovich V.A. Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhupka regional oil-gas accumulation) // Russian Geology and Geophysics. – 2007. – V. 48. – № 5. – P. 422–428.
11. Рассторгуева А.О. Сравнительная геофизическая характеристика разрезов с разными электрическими типами коллекторов горизонта Ю, месторождений углеводородов (Томская область) // XV Уральская молодежная научная школа по геофизике. Сборник докладов – Екатеринбург: ИГФ УрО РАН. – 2014. – С. 194–197.
12. A Region Approach to Industrial Restructuring in the Tomsk Region, Russian Federation / A. Woergoetter, P. Huber, S. Nagaev, P. Hanson, P. Kirkow, N. Vishnevskaya, G. Ramsey, K. Brom, N. Malyshev, A.V. Chikunov, V. Radaev, T. Korhonen, K. Rantapu, M. Obersteiner, M.J. Sagers, A. Zamparutti, M. Kozeltsev, U. Armangil, A.G. Harutounian, J. Teagan, E. Whitlock, V.N. Keisselev, A. Jean-Eric. – Paris: Organisation for economic co-operation and development, 1998. – 516 p.
13. Нефтегазоперспективные объекты палеозоя Западной Сибири, сейсмогеологические модели эталонных месторождений / В.А. Конторович, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин, М.В. Соловьёв // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 5–15.
14. Перспективы нефтегазоносности зоны контакта отложений палеозоя и мезозоя Лугининского нефтегазоносного района (Томская область) / Е.В. Белова, Л.М. Бурштейн, И.В. Жилина, И.А. Иванов, В.А. Каштанов, В.А. Конторович, Г.И. Тищенко, В.П. Мельников // Геология нефти и газа. – 1998. – № 5. – С. 30–35.
15. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – What is the evidence? / E. Ably, D. Nadezhkin, E. Bordyug, T. Korneva, E. Kodlaeva, R. Mukhutdinov, M.A. Sugden, P.F. van Bergen // Organic Geochemistry. – 2008. – V. 39. – № 8. – P. 1176–1184.
16. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. – М.: Недра, 1991. – 368 с.
17. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). – М.: Недра, 1978. – 318 с.
18. Niab D., Dinaldson E.C. Petrophysics. – Oxford: Elsevier, 2004. – 926 p.
19. Физика горных пород / Л.Я. Ерофеев, Г.С. Вахромеев, В.С. Зинченко, Г.Г. Номоконова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 520 с.
20. Kontorovich V.A. The Meso-Cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia // Russian Geology and Geophysics. – 2009. – V. 50. – № 4. – P. 346–357.
21. Особенности строения продуктивного пласта Ю1–3/4 Крапивинского месторождения нефти по геологосейсмическим данным / В.П. Девятков, В.И. Берилко, В.В. Фоменко, Н.И. Карапузов // Вопросы геологии и палеонтологии Сибири. – Томск: Изд-во НТЛ, 1997. – С. 12–18.
22. Djebbar T., Erle C. Donaldson petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2<sup>nd</sup> ed. – Oxford: Elsevier, 2004. – 889 p.
23. Алеева А.О. Геофизические особенности верхнеюрского разреза месторождений углеводородов Томской области // Геофизические методы при разведке недр: Всероссийская научно-практическая Конференция с международным участием, посвященная 70-летию основания в Томском политехническом институте первой в азиатской части СССР кафедры «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых». – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – С. 82–85.
24. The Bazhenov Horizon of West Siberia: structure, correlation, and thickness / S.V. Ryzhkova, L.M. Burshtein, S.V. Ershov, V.A. Kazanenko, A.E. Kontorovich, V.A. Kontorovich, A.Y. Nekhaev, B.L. Nikitenko, M.A. Fomin, B.N. Shurygin, A.L. Beizel, E.V. Borisov, O.V. Zolotova, L.M. Kalinina, E.V. Popomareva // Russian Geology and Geophysics. – 2018. – V. 59. – № 7. – P. 846–863.
25. Недолишко Н.М., Перевертайло Т.Г. Литолого-петрографические особенности коллекторов баженовской свиты на юго-востоке Западно-Сибирской провинции (Томская область) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 77–87.
26. The nature, origin and significance of luminescent layers in the Bazhenov Shale Formation of West Siberia, Russia / M.V. Shal'dybin, M.J. Wilson, L. Wilson, Yu.M. Lopushnyak, R. Brydson, V.V. Krupskaya, E. S. Kondrashova (Deeva), A.V. Glotov, I.V. Goncharov, V.V. Samoilenko, S.I. Arbuзов, O.V. Bether, A.R. Fraser, L. Bowen, D. White, N.V. Dorofeeva // Marine and Petroleum Geology. – February 2019. – V. 100. – P. 358–375.
27. Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов) / Г.А. Лобова, В.И. Исаев, С.Г. Кузьменков, Т.Е. Лунёва, Е.Н. Осипова // Геофизический журнал. – 2018. – Т. 40. – № 4. – С. 73–106.
28. Галиева М.Ф., Крутенко Д.С. Геолого-геофизические аргументы гипотезы «баженовского источника» доюрских залежей нефти Останинской группы месторождений (Томская область) // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Материалы 2-й Всеросс. науч. конф. молодых ученых и студентов, посвященной 85-летию акад. А.Э. Конторовича. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2019. – С. 22–25.

Поступила 29.05.2019 г.

#### **Информация об авторах**

**Алеева А.О.**, аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Исаев В.И.**, доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета; ведущий научный сотрудник института нефти и газа Югорского государственного университета.

UDC 553.98.042

## COMPARATIVE PETROPHYSICAL CHARACTERISTIC OF THE CUTS OF THE GERASIMOVSKOE AND KRAPIVINSKOE FIELDS (IN RELATION TO PETROLEUM POTENTIAL OF PRE-JURASSIC DEPOSITS)

Anna A. Aleeva<sup>1</sup>,  
rastorguevaAO\_90@mail.ru

Valeriy I. Isaev<sup>1,2</sup>,  
isaewi@tpu.ru

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

<sup>2</sup> Yugra State University,  
16, Chekhov street, Khanty-Mansiysk, 628012, Russia.

**The relevance** of the research is caused by the need to reproduce the raw material base of hydrocarbons in the southeast of Western Siberia due to prospecting and exploration of deposits associated with pre-Jurassic deposits.

**The aim** of the research is to determine the criteria for forecasting and prospecting Paleozoic hydrocarbon deposits based on a study of geophysical differences in the sections of the Jurassic field sediment with both Paleozoic deposit of oil and fields with nothing but Jurassic oil deposit.

**The objects** of the research are the sections of deep wells of the Gerasimovskoe oil and gas condensate field with the main reserves in the reservoir M – in permeable intervals of crust weathering of Paleozoic deposits and wells of the Krapivinskoe oilfield, which industrial oil bearing capacity is associated with terrigenous sediments of the Jurassic productive horizon J<sub>1</sub>.

**Methods:** statistical analysis of petrophysical parameters of reservoirs according to well logging data, assessment of the lithological composition of reservoirs by petrophysical criterion, comparative assessment of the geophysical characteristics of the Bazhenov suite of the Gerasimovskoe and Krapivinskoe fields.

**Results.** On the example of geophysical characteristics of sections of 29 deep wells of the Gerasimovskoe field and 34 wells of the Krapivinskoe field, it is shown that Paleozoic deposits have a unique «reflection» in the geological and geophysical parameters of the overlying Mesozoic–Cenozoic sedimentary section. This uniqueness is expressed by significantly higher values of electrical resistivity and carbonatization of the intervals of Jurassic sediments, as well as the distinctive characteristic of the geophysical parameters of the interval of the Bazhenov suite. To further argue the uniqueness of the «reflection» of Paleozoic deposits in the geophysical parameters of overlying sediments, as a criterion for predicting and searching for Paleozoic hydrocarbon deposits, it is proposed to conduct similar studies at several fields of both Gerasimov and Krapivinskoe types.

### Key words:

Hydrocarbon deposits of pre-Jurassic deposits, geophysical characteristics of the overlying sedimentary section, unique geophysical «reflection» of the Paleozoic deposits, criterion for forecasting the oil and gas potential of Paleozoic, south-east Western Siberia.

### REFERENCES

- Lobova G., Osipova E., Isaev V., Terre D. Petroleum potential of Lower-Jurassic deposits in Nurolsk megadepression. *Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2015, vol. 24. Available at: [http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012001/pdf/1755-1315\\_24\\_1\\_012001.pdf](http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012001/pdf/1755-1315_24_1_012001.pdf) (accessed 29 April 2019).
- Yolkin E.A., Kontorovich A.E., Bakharev N.K., Belyaev S.Yu., Varlamov A.I., Izokh N.G., Kanygin A.V., Kashtanov V.A., Kirida N.P., Klets A.G., Kontorovich V.A., Krasnov V.I., Krinin V.A., Moiseev S.A., Obut O.T., Saraev S.V., Sennikov N.V., Tishchenko V.M., Filippov Yu.F., Khomenko A.V., Khromykh V.G. Paleozoic facies megazones in the basement of the West Siberian geosyncline. *Russian Geology and Geophysics*, 2007, vol. 48, no. 6, pp. 491–504.
- Lobova G.A., Luneva T.E., Kirillina M.S. Zoning of oil-gas potential of pre-Jurassic reservoirs in Nyuro'l'ka megadepression (using paleotemperature modeling and drilling). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 3, pp. 123–133. In Rus.
- Belozherov V.B., Garcia A.S. Prospects of searching for oil reservoirs in the Devonian deposits of the south-eastern part of the Western-Siberian plate. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 6, pp. 128–139.
- Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Ayupov R. Sh., Kuzmin Yu. A., Lobova G.A., Stulov P.A. Hard-to-recover reserves of Yugra oil (West Siberia). *Geophysical journal*, 2019, vol. 41, no. 1, pp. 33–43.
- Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. Tektonicheskoe stroenie i istoriya razvitiya Zapadno-Sibirskoy geosineklizy v mezozoe i kaynozoe [Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic]. *Russian Geology and Geophysics*, 2001, vol. 42, no. 11–12, pp. 1832–1845.
- Koveshnikov A.E., Nesterova A.C., Dolgaya T.F. Fracture system influence on the reservoirs rock formation of Ordovician-Devonian carbonates in West Siberia tectonic depression. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43. Available at: <http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/35185/1/dx.doi.org-10.1088-1755-1315-43-1-012008.pdf> (accessed 29 April 2019).
- Koveshnikov A.E., Nedolivko N.M. Weathering crusts of pre-Jurassic deposits of West Siberian geosyncline. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 320, no. 1, pp. 77–81.
- Koveshnikov A.E., Nedolivko N.M. Secondary catagenetic transformations of pre-Jurassic rocks of Western-Siberian geosyncline. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 320, no. 1, pp. 82–86.

10. Kontorovich V.A. Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation). *Russian Geology and Geophysics*, 2007, vol. 48, no. 5, pp. 422–428.
11. Rastorgueva A.O. *Sravnitel'naya geofizicheskaya kharakteristika razrezov s raznymi elektricheskimi tipami kollektorov gorizonta J<sub>1</sub> mestorozhdeniy uglevodorodov (Tomskaya oblast)* [Comparative geophysical characteristics of sections with different electrical types of reservoirs of hydrocarbon deposits horizon J<sub>1</sub> (Tomsk region)]. Ekaterinburg, IGf UrO RAN Publ., 2014. pp. 194–197.
12. Woergoetter A., Huber P., Nagaev S., Hanson P., Kirkow P., Vishnevskaya N., Ramsey G., Brom K., Malyshev N., Chikunov A.V., Radaev V., Korhonen T., Rantapuu K., Obersteiner M., Sagers M.J., Zamparutti A., Kozeltsev M., Armangil U., Harutonian A.G., Teagan J., Whitlock E., Keisselev V.N., Jean-Eric Aubert. *A Region Approach to Industrial Restructuring in the Tomsk Region, Russian Federation*. Paris, Organisation for economic cooperation and development, 1998. 516 p.
13. Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu., Solovyev M.V. Petroleum prospects of the West Siberian Palaeozoic, geoseismic models of reference fields. *Geology of oil and gas*, 2018, no. 4, pp. 5–15. In Rus.
14. Belova E.V., Burshtein L.M., Zhilina I.V., Ivanov I.A., Kashtanov V.A., Kontorovich V.A., Tischenko G.I., Melnikov V.P. Perspektivy neftegazonosnosti zony kontakta otlozheniy paleozoya i mezozoya Luginetskogo neftegazonosnogo rayona (Tomskaya oblast) [Oil and gas potential of the contact zone of Paleozoic and Mesozoic deposits of the Luginets oil and gasbearing area (Tomsk region)]. *Geologiya nefti i gaza*, 1998, no. 5, pp. 30–35.
15. Ablya E., Nadezhkin D., Bordyug E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugden M.A., Van Bergen P.F. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 2008, vol. 39, no. 8, pp. 1176–1184.
16. Dobrynin V.M., Vendelshteyn B.Yu., Kozhevnikov D.A. *Petrofizika* [Petrophysics]. Moscow, Nedra Publ., 1991. 368 p.
17. Vendelshteyn B.Yu., Rezvanov R.A. *Geofizicheskie metody opredeleniya parametrov neftegazovykh kollektorov (pri podschete zapasov i proyektirovani razrabotki mestorozhdeniy)* [Geophysical methods for determining the parameters of oil and gas reservoirs (when calculating reserves and designing field development)]. Moscow, Nedra Publ., 1978. 318 p.
18. Niab D., Donaldson E.C. *Petrophysics*. Oxford Elsevier, 2004. 926 p.
19. Erofeev L.Ya., Vakhromeev G.S., Zinchenko V.S., Nomokono-va G.G. *Fizika gornykh porod* [Physics of rocks]. Tomsk, TPU Publ. house, 2011. 520 p.
20. Kontorovich V.A. The Meso-Cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 2009, vol. 50, no. 4, pp. 346–357.
21. Devyatov V.P., Berilko V.I., Fomenko V.V., Karapuzov N.I. Osobennosti stroyeniya produktivnogo plasta J<sub>1-3/4</sub> Krapivinskogo mestorozhdeniya nefti po geologoseismicheskim dannym [Seismic data on structure of reservoir J<sub>1-3/4</sub> of Krapivinskoe oil field]. *Voprosy geologii i paleontologii Sibiri* [Issues of geology and paleontology of Siberia]. Tomsk, NTL Publ., 1997. pp. 12–18.
22. Djebbar T., Erle C. *Donaldson petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. 2<sup>nd</sup> ed. Oxford, Elsevier, 2004. 889 p.
23. Aleeva A.O. *Geofizicheskie osobennosti verkhneyurskogo razreza mestorozhdeniy uglevodorodov Tomskoy oblasti* [Geophysical features of the Upper Jurassic section of hydrocarbon deposits of the Tomsk region]. Tomsk, TPU Publ. house, 2016. pp. 82–85.
24. Ryzhkova S.V., Burshtein L.M., Ershov S.V., Kazanekov V.A., Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Nekhaev A.Y., Nikitenko B.L., Fomin M.A., Shurygin B.N., Beizel A.L., Borisov E.V., Zolotova O.V., Kalinina L.M., Ponomareva E.V. The Bazhenov Horizon of West Siberia: structure, correlation, and thickness. *Russian Geology and Geophysics*, 2018, vol. 59, no. 7, pp. 846–863.
25. Nedolivko N.M., Perevertaylo T.G. Lithological and petrographic characterization of Bazhenov suite reservoir rocks in the southeast of the Western-Siberian province (Tomsk region). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 1, pp. 77–87.
26. Shaldybin M.V., Wilson M.J., Wilson L., Lopushnyak Yu.M., Brydson R., Krupskaya V.V., Kondrashova (Deeva) E.S., Glotov A.V., Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Arbutov S.I., Bether O.V., Fraser A.R., Bowen L., White D., Dorofeeva N.V. The nature, origin and significance of luminescent layers in the Bazhenov Shale Formation of West Siberia, Russia. *Marine and Petroleum Geology*, February 2019, vol. 100, pp. 358–375.
27. Lobova G.A., Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Luneva T.E., Osipova E.N. Oil and gas reservoirs of weathering crusts and Paleozoic basement in the southeast of Western Siberia (forecasting of hard-to-recover reserves). *Geophysical journal*, 2018, vol. 40, no. 4, pp. 73–106. In Rus.
28. Galieva M.F., Krutenko D.S. *Geologo-geofizicheskie argumenty gipotezy «bazhenovskogo istochnika» doyruskikh zalezhey nefti Ostaninskoy gruppy mestorozhdeniy (Tomskaya oblast)* [Geological and geophysical arguments of the hypothesis of the «Bazhenov suite» of pre-Jurassic oil deposits of the Ostaninsky group of fields (Tomsk region)]. Novosibirsk, IPTS NGU Publ., 2019. pp. 22–25.

Received: 29 May 2019.

#### Information about the authors

**Anna A. Aleeva**, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Valeriy I. Isaev**, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University; leading researcher Yugra State University.

УДК 551.4.04

## ДИНАМИКА ЭКЗОГЕННЫХ ПРОЦЕССОВ НА УЧАСТКАХ СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТОВ СПОРТИВНО-ТУРИСТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА «ГОРНЫЙ ВОЗДУХ»

Сахаров Валерий Александрович<sup>1</sup>,  
sakhsakh@yandex.ru

Ильин Владимир Вениаминович<sup>1</sup>,  
vladimirilyin7@gmail.com

<sup>1</sup> Сахалинский государственный университет,  
Россия, 693008, г. Южно-Сахалинск, ул. Ленина, 290.

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью обеспечения безопасности строительства и эксплуатации объектов Спортивно-туристического комплекса «Горный воздух» в г. Южно-Сахалинске.

**Цель:** обнаружение признаков активизации экзогенных геологических процессов во время строительства объектов СТК «Горный воздух», оценка их опасности, изучение влияния на водные объекты.

**Объекты:** территории под канатными дорогами, горнолыжные трассы, площадки строительства зданий и сооружений инфраструктуры объекта и технологические дороги на северном и южном склонах г. Большевик, водохранилище на р. Рогатка, водозабор на р. Еланька.

**Методы:** изучение результатов инженерных изысканий, выполненных различными организациями на склонах горы Большевик; изучение режима эксплуатации водозаборов на реках Еланька и Рогатка; полевое обследование объектов СТК «Горный воздух» на склонах г. Большевик; отбор проб воды из водных объектов на химические анализы.

**Результаты.** На территориях под канатными дорогами и вновь построенных горнолыжных трасс наблюдается обнаженный грунт, местами до зоны экзогенной трещиноватости и коренных пород. В кабельных траншеях наблюдаются незначительные просадки насыпного грунта, обусловленные гравитационным уплотнением и суффозионными процессами. Отмечаются следы водной эрозии грунта. Признаков оползневой и селевой активности не наблюдается. Ручьи, стекающие по склонам, прозрачные. Строительные работы в долине реки Еланьки влияют только на продолжительность перерывов в эксплуатации водозабора. Влияние строительства объектов спортивно-туристического комплекса на качество воды в водохранилище на р. Рогатка не установлено, режим работы водозабора на водохранилище не изменялся.

### Ключевые слова:

Экзогенные процессы, оползневые процессы, селевые процессы, суффозия, водохранилище, грунтовые воды, водозабор.

### Введение

Строительство в горной местности нередко приводит к нарушению природного равновесия и активизации склоновых процессов. Обеспечение безопасности во время строительства и эксплуатации объектов – приоритетная задача инженерных изысканий [1–6]. Недоучет или неправильный прогноз возможных последствий изменения инженерно-геологических условий могут привести к негативным результатам. Вместе с тем необоснованный (некомпетентный, преднамеренный) «катастрофизм» также оказывает отрицательное влияние, выраженное в затягивании процесса строительства и различного рода разбирательствах.

Учитывая высокую социальную значимость поднимаемых вопросов, выполнены исследования по оценке степени активизации экзогенных процессов на участках строительства СТК «Горный воздух», отмеченных в обращениях граждан, и их влияние на водные объекты. Работы выполнены весной–летом 2017 г. и весной 2018 г. (результаты получены в рамках выполнения государственного задания Минобрнауки РФ: 5.9560.2017/8.9).

Исходными данными для проведения исследований являлись технические отчеты о результатах инженерных изысканий для строительства отдельных объектов СТК; сведения о климате, гидрографической сети, рельефе, геоморфологии, особенно

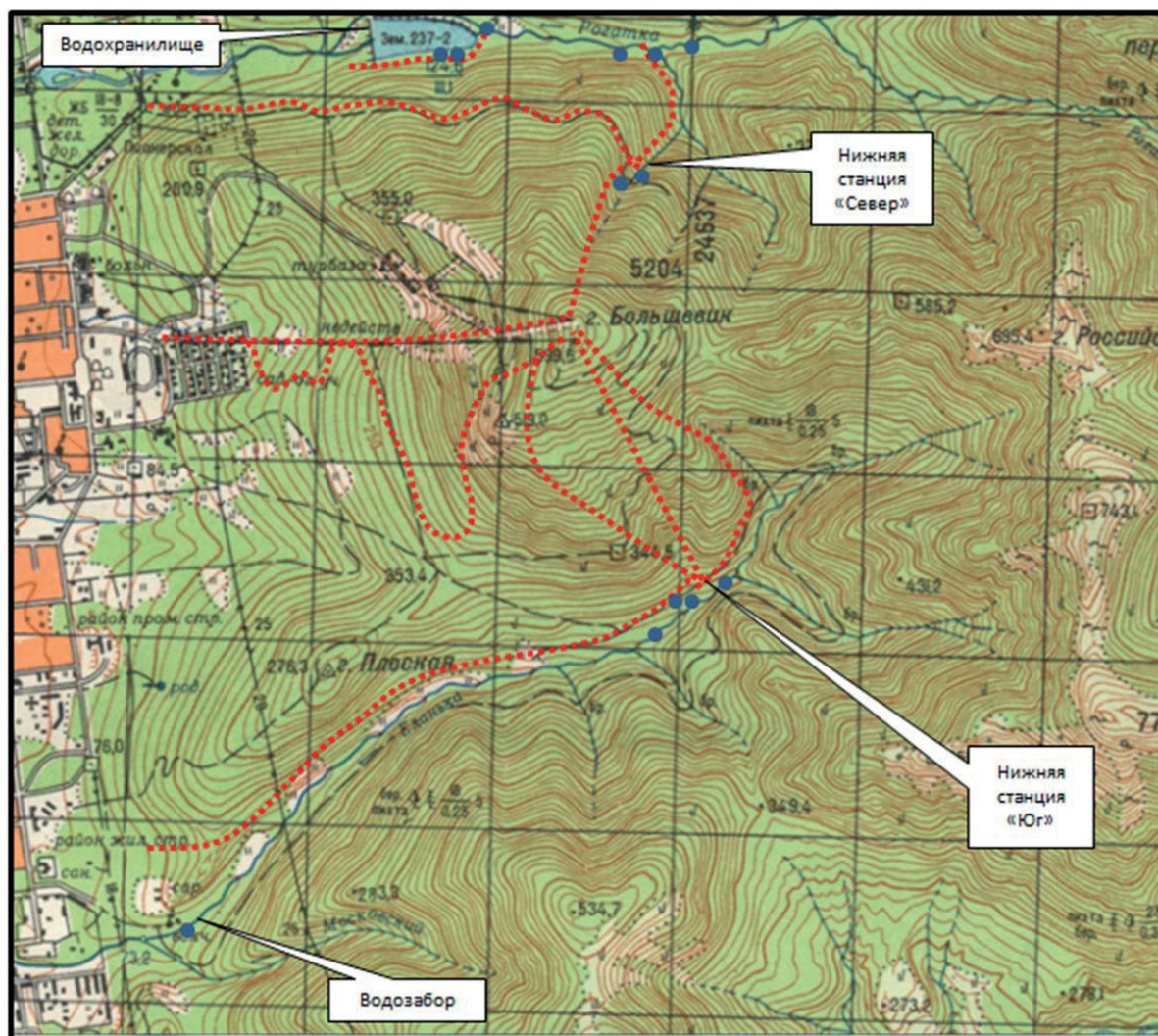
стях геологического строения, гидрогеологических условиях, геологических и инженерно-геологических процессах, физико-механических свойствах грунтов, техногенных воздействиях на окружающую среду, отраженные в опубликованной литературе [7–11]. Также было оценено современное состояние изучения склоновых процессов в научно-исследовательской литературе [12–20].

На основании анализа материалов была составлена программа исследований.

Полевое обследование объектов «СТК «Горный воздух» на склонах г. Большевик проводилось путем пеших маршрутов. Маршруты выполнены в начале мая, в период интенсивного снеготаяния, и в июне, после окончания половодья (2017 г.). В мае 2018 г. проведено повторное обследование тех же объектов, в том числе: горнолыжных трасс «Север», «Восток», «Юг», «Серпантин»; территорий под канатными дорогами «Север», «Юг»; территорий нижних станций канатных дорог «Север», «Юг»; грунтовой дороги по правому берегу р. Еланька от ул. Больничной до нижней станции канатной дороги «Юг»; технологической дороги от пер. Алтайский до нижней станции канатной дороги «Север» (рис. 1).

В ходе выполнения маршрутов, велось наблюдения за развитием экзогенных процессов и состоянием водотоков.





(длина стороны квадрата на схеме соответствует 1 км)



-  Маршрут инженерно-геологического обследования
-  Точка отбора пробы воды на химический анализ

Рис. 1. Схема расположения участков исследований

Fig. 1. Scheme of location of the sites

### Результаты обследований

Грунтовая дорога от ул. Больничной до нижней станции канатной дороги «Юг» проходит по правому берегу р. Еланька, русло реки не пересекает. Обследование дороги пешим обходом, выполненное в мае 2017 и 2018 гг., показало, что сток мутной воды с дороги в реку Еланька отсутствует, признаков оползневой и селевой опасности не отмечено.

Обследование технологической дороги от пер. Алтайского до нижней станции канатной дороги «Север» выполнено 5 мая 2017 г. В ходе обследования признаков оползневой и селевой активности не

наблюдалось. Ручьи, стекающие с горы, прозрачные – взвешенные вещества (ВВ) 111,4 мг/дм<sup>3</sup>. Под дорогой ручьи пропущены по трубам, после прохождения по которым прозрачность воды не изменяется. При повторном обследовании через год, в мае 2018 г., каких-либо изменений не отмечено.

На склонах, примыкающих к дорогам, имеют незначительное развитие следующие процессы.

Оползень вязкопластический (оплывина) – (пример: 3-й километр дороги от ул. Больничной) образовался в месте концентрирования подземных вод в микропонижениях рельефа, что обусловило развитие суффозионных процессов и как след-

ствие – проявление гидрогенного крипа с образованием мочажин. Сформировался ориентировочно 40–50 лет назад, судя по возрасту деревьев. Глубина захвата контролируется границей перехода от суглинистых грунтов к щебенистым в делювиальных отложениях и составляет от 0,7 до 0,9 м. Размеры оплывины достигают 20×40 м. Состояние оплывины устойчивое, коэффициент устойчивости  $K_y=7,0$  (рис. 2).



Рис. 2. Оползень вязкопластический (оплывина)

Fig. 2. Land slide viscoplastic (olivine)



Рис. 3. Оползень внезапного (сейсмогенного) разжижения

Fig. 3. Land slide of sudden (seismic) liquefaction

Оползень внезапного (сейсмогенного) разжижения – смещение горных масс в виде уступов, достигающих одного метра по вертикали. Глубина захвата составляет 0,5–0,9 м. Наблюдаемые размеры – 60×40 м. Состояние горных пород устойчивое – возраст деревьев на поверхности оползневого тела составляет несколько десятков лет, деревья прямо-

стоящие. Коэффициент устойчивости  $K_y=3,1$ . Склон устойчив (рис. 3).

В местах подреза склонов наблюдаются оползни гидродинамического разрушения (суффозионные) – идентифицируются как развитие комплексного крипа по саблевидному состоянию стволов деревьев. Процесс развивается медленно – возраст деревьев не менее 40 лет (рис. 3, 4).



Рис. 4. Оползни гидродинамического разрушения

Fig. 4. Land slides of hydrodynamic destruction

Нижняя станция канатной дороги «Юг» (5 мая 2017 г.). Территория отсыпана строительным грунтом, неоднородным по гранулометрическому составу (рис. 5). Ручьи, стекающие с горы, инфильтруются в грунт. Местами наблюдаются просадки линейной формы, обусловленные механической суффозией по направлению движения подземных вод. Рассредоточенная разгрузка подземных вод в русло реки Еланьки не вызывает замутнения воды в реке.

В южной части территории станции ширина насыпного грунта сокращается до 5–7 м (рис. 6). В том же месте наблюдается выход ручья с расходом 5 л/с (половодье), вода в ручье прозрачная. По состоянию на 05.05.2017 г. ручей фильтровался в тело грунтового отвала и выходил с противоположной стороны. В связи с достаточно высоким гидродинамическим уклоном происходил интенсивный вынос частиц грунта глинистой и пылеватой фракций. Вода, выходящая из грунтового тела, мутная.

Вымывание мелкодисперсных частиц происходило довольно быстро – 20 мая 2017 г. наблюдается провал кровли грунтового отвала в месте инфильтрации ручья, вода в ручье прозрачная. К 27 июля 2017 г. сформировалось новое русло ручья. Через год значительных изменений в морфологии грунтового отвала не наблюдается, что свидетельствует о его стабилизации.

С точки зрения возможного формирования оползня или селя грунтовый массив опасности не представляет.

5 мая 2017 г. (половодье) вода в реке Еланька ниже по течению от нижней станции «Юг» замутненная из-за привнесения ручьем обломочного материала (ВВ) – 440 мг/дм<sup>3</sup>. 23 мая 2018 г. (поло-



Рис. 5. Вид на нижнюю станцию «Юг»

Fig. 5. View of the lower station «Yug»



Рис. 6. Динамика стабилизации грунтового отвала в южной части площадки нижней станции канатной дороги «Юг»

Fig. 6. Dynamics of soil dump stabilization in the southern part of the lower platform «Yug» cablecar station



05.05.2017



23.05.2018

Рис. 7. Русло реки Еланьки ниже по течению нижней станции канатной дороги «Юг»

Fig. 7. Elanka riverbed downstream the lower station of the cableway «Yug»

воде) вода на том же отрезке реки прозрачная, что свидетельствует о затухающем характере влияния строительных работ на водные объекты (рис. 7).

На выходе в долину 05.05.2017 г., в месте расположения водозабора на реке Еланька (рис. 1), концентрация взвешенных веществ несколько повышается ( $BV = 660 \text{ мг/дм}^3$ ).

Результаты химических анализов проб воды, отобранных из реки Еланька выше и ниже впадения ручья, выходящего из грунтового отвала и из самого ручья, показывают, что химического загрязнения речных вод не происходит. Влияние строительных работ выражается только в механическом сносе тонкодисперсных частиц в водотоки и, соответственно, повышении концентрации взвешенных веществ в воде.

Нижняя станция канатной дороги «Север». 05 мая 2017 г. на территории наблюдается обнаженный грунт, местами до коренных пород. Отмечаются незначительные следы водной эрозии грунта, обусловленной вымыванием частиц глинистой и пылеватой фракций. Признаков оползневой активности не наблюдается (рис. 8).

На северной оконечности территория площадки увеличена за счет искусственной насыпи. В месте сочленения естественных и техногенных грунтов наблюдаются трещины оседания протяженностью – на всю длину сочленения, ширина до 30 см. Образование трещин обусловлено процессами гравитационного уплотнения грунта и суффозией. В 2018 г. трещины не наблюдаются (рис. 9), что, очевидно, обусловлено стабилизацией грунтовой насыпи.

Выше станции горнолыжную трассу пересекают два ручья. Расход в нижнем ручье – 0,5 л/с. Вода опалесцирует ( $BV = 328 \text{ мг/дм}^3$ , 05 мая 2017 г.). В верхнем ручье расход – 2,0 л/с. Вода сильно замутнена ( $BV = \text{более } 5000 \text{ мг/дм}^3$ ).

В нижней части площадки ручьи сливаются в один. Далее вода по распадку уходит в русло р. Рогатка (рис. 10).

Для оценки влияния ручья, стекающего с нижней станции «Север» (рис. 10), на качество воды в р. Рогатка были отобраны пробы воды из ручья в его устье и из реки Рогатка выше и ниже устья ручья. Результаты химических анализов свидетельствуют о том, что вода из ручья, даже в период ин-



05.05.2017



23.05.2018

Рис. 8. Площадка нижней станции канатной дороги «Север»

Fig. 8. Platform of the lower station of the cable car «Sever»



05.05.2017



23.05.2018

Рис. 9. Трещины оседания

Fig. 9. Subsidence cracks



Рис. 10. Ручей ниже станции канатной дороги «Север»

Fig. 10. Stream below the cable car station «Sever»

тенсивного паводка, не оказывает существенного влияния на качество воды в реке Рогатка. Концентрация взвешенных веществ в ручье – 20 мг/дм<sup>3</sup>, в р. Рогатка выше по течению от устья ручья – 22 мг/дм<sup>3</sup>, ниже по течению – 19 мг/дм<sup>3</sup>.

На территориях под канатными дорогами и вновь построенных горнолыжных трасс наблюдается обнаженный грунт, местами до зоны экзогенной трещиноватости и коренных пород. В кабельных траншеях наблюдаются незначительные просадки насыпного грунта, обусловленные гравитационным уплотнением и суффозионными процессами (рис. 11).

Отмечаются следы водной эрозии грунта. Признаков оползневой и селевой активности не наблюдается. Ручьи, стекающие по склонам, прозрачные.

Обследование южного берега водохранилища на р. Рогатке. Обследование выполнено пешим маршрутом с Запада на Восток (рис. 1). В ходе выполнения маршрута обнаружены два ручья. В первом ручье вода опалесцирует, расход составляет 3–4 л/с, концентрация взвешенных веществ

137 мг/дм<sup>3</sup>. Во втором ручье вода прозрачная, концентрация взвешенных веществ – 34 мг/дм<sup>3</sup>, расход – 0,5 л/с. По органолептическим свойствам вода не отличается от воды в ручьях, не пересекающих зону строительства.



Рис. 11. Просадки грунта в кабельной канаве

Fig. 11. Soil subsidence in the cable ditch

Концентрация взвешенных веществ в р. Рогатка в районе верхнего шибера – 180 мг/дм<sup>3</sup>.

Водохранилище на р. Рогатка. Емкость – 560 тыс. м<sup>3</sup>. Используется для хозяйственно-питьевого водоснабжения южной части города. Расход воды – до 20 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Не является основным для города. В паводковые периоды, когда наблюдается повышение концентрации взвешенных веществ, верхний шибер водохранилища перекрывается. Водоснабжение осуществляется за счет накопленной воды. Влияние строительства СТК на качество воды в водохранилище не установлено. Режим эксплуатации водохранилища после начала строительных работ не изменился.

Водозабор на р. Еланька расположен в месте выхода реки в долину (рис. 1). Водозабор инфильтрационного типа – вода из русла реки через песчаные фильтры поступает в накопитель для дальнейшей обработки. Используется для водоснабжения юго-восточных районов г. Южно-Сахалинска. Расход воды – до 5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Не является основным для города. В паводковые периоды, когда наблюдается повышение концентрации взвешенных веществ, с целью экономии фильтрующего материала водозабор не эксплуатируется. Недостаток воды компенсируется полностью за счет других водозаборов. Строительные работы в долине реки Елань-

ки влияют только на продолжительность перерывов в эксплуатации водозабора, т. к. полностью исключить влияние работ невозможно. По данным МКП «Городской Водоканал», перерыв в работе водозабора в половодье (апрель–май) 2016 г. составил 19 суток, 2017 г. – 42 суток.

#### Заключение

Динамика экзогенных процессов при строительстве объектов СТК «Горный воздух» на склонах горы Большевик в целом соответствует природным условиям местности. На участках, где снят дерновый покров или складировали рыхлый строительный грунт, происходит вымывание тонкодисперсных частиц, что, в свою очередь, приводит к повышению концентрации взвешенных веществ в водотоках, других изменений химического состава воды в реках и ручьях не происходит. Существенного влияния на водоснабжение города строительные работы не оказывают. На обнаженных склонах отмечаются незначительные проявления эрозионных и суффозионных процессов. В связи с небольшой мощностью делювиальных и элювиальных отложений перечисленные процессы довольно быстро затухают. Признаков активизации оползневых и селевых процессов не наблюдается.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Landslide management in the UK – the problem of managing hazards in a «low-risk» environment / A.D. Gibson, M.G. Culshaw, C. Dashwood, C.V.L. Pennington // *Landslides*. – 2013. – V. 10 (5). – P. 599–610.
2. Mulargia F., Visconti G., Geller R.J. Scientific principles and public policy // *Earth-Science Review*. – 2018. – V. 176. – P. 214–221.
3. Geometrical characteristics of earthquake-induced landslides and correlations with control factors: a case study of the 2013 Minxian, Gansu, China, Mw 5.9 event / Y. Tian, C. Xu, J. Chen, Q. Zhou, L. Shen // *Landslides*. – 2017. – V. 14 (6). – P. 1915–1927.
4. Coupling fluvial processes and landslide distribution toward geomorphological hazard assessment: a case study in a transient landscape in Japan / C.-Y. Tsou, M. Chigira, Y. Matsushi, N. Hiraiishi, N. Arai // *Landslides*. – 2017. – V. 14 (6). – P. 1901–1914.
5. Walsby J.C. Geosure: a bridge between geology and decision making // *Communicating Environmental Geoscience*. – London, UK: Geological Society, 2008. – P. 81–87.
6. Коношков В.В., Веселов А.А., Кондрачева Л.Н. Комплексный анализ результатов инженерных изысканий для проектирования, строительства и эксплуатации сооружений на территориях со склоновыми процессами // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2017. – Т. 328. – № 11. – С. 111–125.
7. Водный кадастр СССР. Многолетние данные о режиме поверхностных вод суши. Бассейны рек Сахалинской области / под ред. Ж.А. Чернышовой. – Л.: Гидрометиздат, 1987. – Т. 1. – Вып. 22. – 228 с.
8. Геология СССР. Т. XXXIII. Остров Сахалин / под ред. А.В. Сидоренко. – М.: Недра, 1970. – 431 с.
9. Гидрогеология СССР. Т. XXIV. Остров Сахалин / под ред. А.В. Сидоренко. – М.: Недра, 1972. – 344 с.
10. Результаты исследований природных условий и инженерно-геологического строения долины реки Большая Александровка (о. Сахалин) / В.А. Мелкий, В.В. Ильин, В.М. Пицальник, В.А. Сахаров и др. // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2015. – Т. 326. – № 11. – С. 6–20.
11. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Многолетние данные. Сахалинская область / под ред. Е.П. Борисенкова. – Л.: Гидрометеоиздат. – 1990. – Сер. 3. – Ч. 1–6. – Вып. 34. – 351 с.
12. Dugdale S.J., Hannah D.M., Malcolm I.A. River temperature modelling: a review of process-based approaches and future directions // *Earth-Science Reviews*. – 2017. – V. 175. – P. 97–113.
13. Geomorphology on geologic timescales: Evolution of the late Cenozoic Pacific paleosurface in Northern Chile and Southern Peru / L.A. Evenstar, A.E. Mather, A.J. Hartley, F.M. Stuart, F.J. Cooper // *Earth-Science Review*. – 2017. – V. 171. – P. 1–127.
14. Effects of bedrock anisotropy on hillslope failure in the Darjeeling-Sikkim Himalaya: an insight from physical and numerical models / S. Roy, A. Baruah, S. Misra, N. Mandal // *Landslides*. – 2015. – V. 12 (5). – P. 927–941.
15. Stewart L.S., Lewis D. Communicating contested geoscience to the public: Moving from «matters of fact» to «matters of concern» // *Earth-Science Reviews*. – 2017. – V. 174. – P. 122–133.
16. Дудлер И.В., Хайме Н.М., Ляровский С.П. Методология инженерных изысканий для особо опасных, технически сложных и уникальных объектов // *Геозкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология*. – 2013. – Т. 2. – С. 115–129.
17. Семикина С.С., Сотников П.В. Оценка оползневой опасности береговых склонов на территории города Барнаул // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2017. – Т. 328. – № 7. – С. 67–75.
18. Strokova L.A. Methods of estimating surface settlement during driving of urban tunnels // *Soil Mechanics and Foundation Engineering*. – 2010. – V. 47. – № 3. – P. 92–95.

19. Strokova L.A., Ermolaeva A.V., Golubeva V.V. The Investigation of Dangerous Geological Processes Resulting In Land Subsidence While Designing the Main Gas Pipeline in South Yakutia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – № 43. – 6 p.
20. Zogning A., Ngouanet C., Tiafack O. The catastrophic geomorphological processes in humid tropical Africa: A case study of the recent landslide disasters in Cameroon // Sedimentary Geology. – 2007. – V. 199. – P. 13–27.

*Поступила 16.10.2018 г.*

#### **Информация об авторах**

**Сахаров В.А.**, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией Сахалинского государственного университета.

**Ильин В.В.**, старший преподаватель кафедры строительства Технического нефтегазового института Сахалинского государственного университета.

UDC 551.4.04

## DYNAMICS OF EXOGENOUS PROCESSES AT AREAS OF CONSTRUCTING THE OBJECTS OF TOURISTIC COMPLEX «GORNY VOZDUKH»

Valeriy A. Sakharov<sup>1</sup>,  
sakhsakh@yandex.ru

Vladimir V. Ilin<sup>1</sup>,  
vladimirilyin7@gmail.com

<sup>1</sup> Sakhalin State University,  
290, Lenin street, Yuzhno-Sakhalinsk, 693008, Russia.

**The relevance** of the research is caused by the need to ensure the safety of construction and operation of the facilities of the Sport and Tourism Complex «Gorny vozdukh» in Yuzhno-Sakhalinsk.

**The aim** of the research is to detect the signs of activation of exogenous geological processes while constructing the facilities of the Sport and Tourism Complex «Gorny vozdukh», to assess their danger and study their influence on water bodies.

**Objects:** the territory under cable cars, ski slopes, buildings and constructions of the infrastructure and technological roads on the northern and southern slopes of Bolshevik, reservoir on the river Rogatka, water intake on the river Yelanka.

**Methods:** study of the results of engineering surveys carried out by various organizations on the slopes of Bolshevik Mountain; investigation of the operation mode of water intakes on the Yelanka and Rogatka rivers; field survey of the facilities of the Sport and Tourism Complex «Gorny vozdukh» on the slopes of Bolshevik; sampling of water from water bodies for chemical analyzes.

**Results.** In the territories under cableways and newly built ski slopes, bare ground is observed, in places up to the zone of exogenous fissuring and bedrock. In cable trenches there are insignificant drawdowns of bulk ground, caused by gravity densification and suffusion processes. Traces of water erosion are noted. There are no signs of landslide and mudflow activity. Brooks flowing down the slopes are transparent. Construction works in the valley of the Yelanka River affect only the duration of breaks in the operation of the water intake. The influence of the Sport and Tourism Complex construction on water quality in the reservoir on the river Rogatka is not established, the operation mode of the water intake in the reservoir has not changed.

### Key words:

Soil erosion, landslides, mudflow, suffusion, reservoir, ground water, water intake.

### REFERENCES

- Gibson A.D., Culshaw M.G., Dashwood C., Pennington C. V.L. Landslide management in the UK – the problem of managing hazards in a «low-risk» environment. *Landslides*, 2013, vol. 10 (5), pp. 599–610.
- Mulargia F., Visconti G., Geller R.J. Scientific principles and public policy. *Earth-Science Review*, 2018, vol. 176, pp. 214–221.
- Tian Y., Xu C., Chen J., Zhou Q., Shen L. Geometrical characteristics of earthquake-induced landslides and correlations with control factors: a case study of the 2013 Minxian, Gansu, China, Mw 5.9 event. *Landslides*, 2017, vol. 14 (6), pp. 1915–1927.
- Tsou C-Y., Chigira M., Matsushi Y., Hiraishi N., Arai N. Coupling fluvial processes and landslide distribution toward geomorphological hazard assessment: a case study in a transient landscape in Japan. *Landslides*, 2017, vol. 14 (6), pp. 1901–1914.
- Walsby J.C. Geosure: a bridge between geology and decision making. *Communicating Environmental Geoscience*. London, UK, Geological Society, 2008. pp. 81–87.
- Konyushkov V.V., Veselov A.A., Kondratyeva L.N. Comprehensive analysis of engineering survey results for the design, construction and operation of facilities in areas with slope processes. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets engineering*, 2017, vol. 328, no. 11, pp. 111–125. In Rus.
- Vodny kadastr SSSR. *Mnogoletnie dannye o rezhime poverkhnostnykh vod sushy* [Water cadastre of the USSR. Long-term data on the surface water regime]. Ed. by Zh.A. Chernyshova. Leningrad, Gidrometizdat Publ., 1987. Vol. 1, 228 p.
- Geologiya SSSR. T. XXXIII. Ostrov Sakhalin* [Geology of the USSR. Vol. XXXIII. Sakhalin island]. Ed. by A.V. Sidorenko. Moscow, Nedra Publ., 1970. 431 p.
- Gidrogeologiya SSSR. T. XXIV. Ostrov Sakhalin* [Hydrogeology of the USSR. V. XXIV. Sakhalin island]. Ed. by A.V. Sidorenko. Moscow, Nedra Publ., 1972. 344 p.
- Melkiy V.A., Ilin V.V., Pishchalnik V.M., Sakharov V.A. Results of studies of the natural conditions and engineering-geological structure of the Bolshaya Aleksandrovka river valley (Sakhalin Island). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets engineering*, 2015, vol. 326, no. 11, pp. 6–20. In Rus.
- Nauchno-prikladnyy spravochnik po klimatu SSSR. Mnogoletnie dannye. Sakhalinskaya oblast* [Applied reference book on climate of the USSR. Long-term data. Sakhalin region]. Ed. by E.P. Borisenkov. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 1990. Ser. 3, P. 1–6, Iss. 34, 351 p.
- Dugdale S.J., Hannah D.M., Malcolm I.A. River temperature modelling: a review of process-based approaches and future directions. *Earth-Science Reviews*, 2017, vol. 175, pp. 97–113.
- Evenstar L.A., Mather A.E., Hartley A.J., Stuart F.M., Cooper F.J. Geomorphology on geologic timescales: Evolution of the late Cenozoic Pacific paleosurface in Northern Chile and Southern Peru. *Earth-Science Review*, 2017, vol. 171, pp. 1–127.
- Roy S., Baruah A., Misra S., Mandal N. Effects of bedrock anisotropy on hillslope failure in the Darjeeling-Sikkim Himalaya: an insight from physical and numerical models. *Landslides*, 2015, vol. 12 (5), pp. 927–941.
- Stewart L.S., Lewis D. Communicating contested geoscience to the public: Moving from «matters of fact» to «matters of concern». *Earth-Science Reviews*, 2017, vol. 174, pp. 122–133.
- Dudler I.V., Khayme N.M., Lyarskiy S.P. Engineering survey methodology for highly hazardous, technically complex and unique objects. *Geokologiya. Inzhenernaya geologiya. Gidrogeologiya. Geokriologiya*, 2013, vol. 2, pp. 115–129. In Rus.



17. Semikina S.S., Sotnikov P.V. Assessment of landslide hazard of coastal slopes in the territory of the city of Barnaul. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets engineering*, 2017, vol. 328, no. 7, pp. 67–75. In Rus.
18. Strokova L.A. Methods of estimating surface settlement during driving of urban tunnels. *Soil Mechanics and Foundation Engineering*, 2010, vol. 47, no. 3, pp. 92–95.
19. Strokova L.A., Ermolaeva A.V., Golubeva V.V. The Investigation of Dangerous Geological Processes Resulting In Land Subsidence While Designing the Main Gas Pipeline in South Yakutia. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016, no. 43, 6 p.
20. Zogning A., Ngouanet C., Tiafack O. The catastrophic geomorphological processes in humid tropical Africa: A case study of the recent landslide disasters in Cameroon. *Sedimentary Geology*, 2007, vol. 199, pp. 13–27.

*Received: 16 October 2018.*

#### **Information about the authors**

**Valeriy A. Sakharov**, Cand. Sc., head of the laboratory, Sakhalin State University.

**Vladimir V. Ilin**, senior lector, Sakhalin State University.

УДК 661.183.2:662.742

## АППАРАТ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ АКТИВИРОВАННОГО УГЛЯ НА МИНИ-ТЭС

Афанасьева Ольга Валерьевна<sup>1</sup>,  
eccolga@mail.ru

Мингалеева Гузель Рашидовна<sup>1</sup>,  
mingaleeva-gr@mail.ru

<sup>1</sup> Казанский государственный энергетический университет,  
Россия, 420066, Казань, ул. Красносельская, 51.

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью разработки технологических решений и аппаратурного оформления производства побочных продуктов на объектах малой распределенной энергетики. Большинство описанных в литературе и представленных на рынке объектов малой энергетики ориентированы на получение тепловой и электрической энергии, т. е. на работу по принципу когенерации. Получение побочных продуктов путем термической переработки твердого топлива позволит оптимизировать систему производства тепловой и электрической энергии на мини-ТЭС, повысить эффективность использования топлива, решить экологические проблемы, а также обеспечить ценными химическими продуктами близлежащие районы и потребителей.

**Цель:** разработать конструкцию и провести расчет аппарата малой мощности для получения активированного угля на мини-ТЭС.  
**Объект:** аппарат малой мощности для получения активированного угля путем термической переработки твердого углеродсодержащего сырья в кипящем слое.

**Методы:** гидродинамический расчет изотермических струй в кипящем слое, тепловой расчет, расчет параметров газораспределительной решетки.

**Результаты.** Разработана конструкция аппарата малой мощности для получения активированного угля на мини-ТЭС. В качестве прототипа установки выбрана конструкция реактора с кипящим слоем. Активатор представляет собой герметичный аппарат с перфорированной газораспределительной решеткой. Для рассматриваемого активатора выбрана наиболее простая перфорированная решетка с вертикальной ориентацией круглых отверстий, вогнутая к центру. Уголь поступает сверху через загрузочный патрубок и распределяется слоем на газораспределительной решетке, подача пара на активацию угля осуществляется в режиме струйного псевдооживления через форсунки. Горячие газы, в качестве которых используются продукты сгорания топлива, подаются под решетку и приводят слой в псевдооживленное состояние. Проведен гидродинамический и тепловой расчет аппарата, а именно определена критическая скорость начала псевдооживления, степень расширения слоя, расход продуктов сгорания, расчет изотермической струи в псевдооживленном слое, определены параметры газораспределительной решетки: длина газового факела струи, площадь живого сечения решетки.

### Ключевые слова:

Объект малой распределенной энергетики, твердое топливо, побочные продукты, активированный уголь, активатор.

### Введение

Объекты малой распределенной энергетики – мини-ТЭС, производящие тепловую и электрическую энергию, являются оптимальным вариантом для обеспечения собственных нужд потребителей в энергоснабжении. Большинство данных объектов, представленных как типовые решения для внедрения и описанных в литературных источниках, ориентировано под использование природного газа, однако для многих регионов нашей страны, как и других стран, для производства энергии используется твердое топливо – уголь, торф, биомасса и промышленные отходы. В литературе представлено относительно небольшое количество технологических решений для работы мини-ТЭС на твердом топливе [1–4]. Среди них встречаются исследования и разработки, где помимо производства тепловой и электрической энергии рассматривается возможность получения ценной побочной продукции – активированного угля, полукокса, золошлаковых материалов, товарной серы [5–8].

Помимо экономического эффекта, когда реализация побочных продуктов позволяет стабилизиро-

вать себестоимость производимой энергии на мини-ТЭС, решается и экологическая проблема использования твердого топлива. Экологическая составляющая до сих пор остается одним из сдерживающих факторов активного внедрения станций малой мощности, работающих на угле или другом виде твердого топлива, так как объекты распределенной генерации максимально близко располагаются к потребителям и выбросы вредных веществ должны иметь «нулевые» значения. Производство побочной продукции, в том числе путем утилизации вредных выбросов на мини-ТЭС, например, как в случае получения золошлаковых материалов из золы и шлака, позволит решить данную проблему.

Ввиду отсутствия широкого распространения объектов малой энергетики, работающих на твердом топливе, вопросы технологии получения из угля ценных побочных продуктов в условиях мини-ТЭС и серийного производства оборудования малой мощности, ориентированного на переработку твердого топлива, до конца не решены. В этой связи исследования, посвященные разработке технологий и аппаратов для термической переработки

твердого топлива с целью получения побочных продуктов в условиях малых электростанций, являются актуальными и требуют тщательной проработки, что и является целью данной работы.

#### Получение активированного угля на мини-ТЭС

На протяжении последних трех лет в нашей стране наблюдается подъем производства активированных углей. В 2017 г. в России было произведено 10468 т активированных углей, что на 10,8 % выше объема производства предыдущего года [9]. Направления использования активированных углей охватывают различные отрасли промышленности, основными из которых являются: химическая (химические волокна, красители, химические реактивы), металлургическая (цветная и черная металлургия), газо- и нефтеперерабатывающая промышленность (разделение и очистка технологических потоков), очистка газовых выбросов (рекуперация растворителей, очистка газов) [10, 11].

Для получения активированного угля могут использоваться различные виды сырья: от традиционных – древесины, торфа, каменных и бурых углей, до скорлупы различных видов орехов, ячменной соломы, осадков сточных вод, жидкой нефтяной фракции, летучей золы, изношенных резиновых покрышек [12–16]. Несмотря на то, что в научных исследованиях последних лет все большее внимание уделяется нетрадиционным видам сырья, использование торфа, древесины и угольного топлива нашло наибольшее промышленное применение.

Проведенный анализ методов получения сорбентов из углеродсодержащего сырья показал возможность использования каменного угля, который является топливом при производстве тепловой и электрической энергии на малых автономных тепловых электростанциях, в качестве сырья для получения активированного угля.

Сортность угля является одним из основных показателей при выборе режимных параметров процесса активирования. Так, для углей с высоким содержанием смолы и летучих компонентов необходима предварительная обработка (измельчение, брикетирование, рассеивание, окисление) в виду их спекаемости при высоких температурах. Такие требования не предъявляются к антрациту, однако перед его активированием необходимо провести измельчение, брикетирование со связующим, повторное измельчение и уже затем карбонизацию и активирование. Угли с высоким содержанием летучих веществ перед активированием подвергают дроблению и промывке разбавленной минеральной кислотой (например, соляная, серная кислоты) [17].

Исследования, касающиеся процесса получения активированного угля из каменноугольного сырья, отражены в литературных источниках как российских, так и зарубежных авторов [18–20]. Процесс включает, как правило, проведение двух

основных этапов – карбонизации и активирования. Известны химические и парогазовые методы активирования [21–23]. Для торфа и древесных опилок, которые являются некарбонизованными продуктами, предпочтительными являются методы химического активирования, а для карбонизованного сырья – каменных и древесных углей – парогазовое активирование. В качестве реагентов используется кислород, водяной пар и углекислый газ. Температура процесса достигает 800–1000 °С, поэтому для его проведения необходимо специальное оборудование. Реакторы газового активирования должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивать интенсивное взаимодействие активизирующих газов и углеродсодержащих веществ;
- поддерживать высокую температуру нагрева реакционного материала;
- обеспечивать эффективное использование тепловой энергии реакционного газа.

Всем этим показателям отвечают такие конструкции печей, как шахтные, многополочные, вращающиеся, а также реакторы с кипящим и движущимся слоем.

В рамках данной работы в качестве базовой модели выбран реактор с кипящим слоем. Эксплуатация подобных аппаратов обладает следующими несомненными преимуществами:

- подача сырья в реактор осуществляется непрерывно;
- интенсивное перемешивание и высокий коэффициент теплопередачи в слое обеспечивают изотермический режим в зоне реакции;
- температура в слое регулируется достаточно просто – за счет отвода тепла из зоны реакции;
- за счет интенсификации процесса сокращается время активирования;
- реактор данного типа имеет высокую производительность.

Реактор с кипящим слоем – герметичная цилиндрическая либо прямоугольная реакционная камера, в нижней части которой расположена газораспределительная решетка с отверстиями, через которые поступают газы на активацию. Форма и расположение отверстий, а также наличие различных вставок в газораспределительной решетке выбирается с учетом особенностей данного процесса.

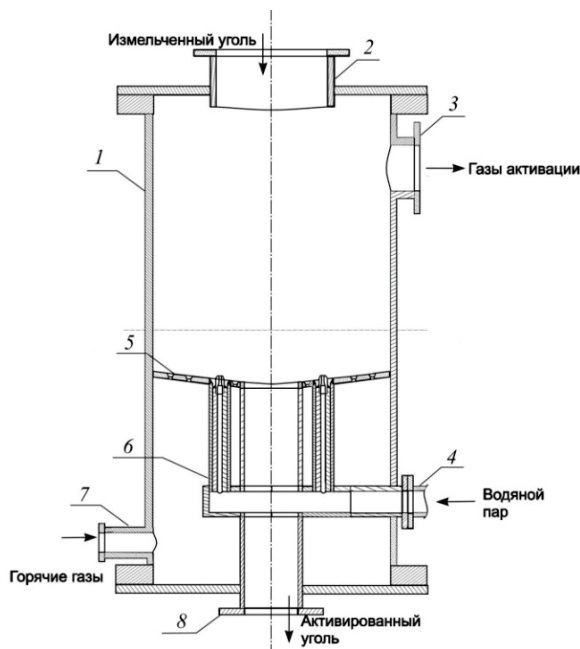
Для разрабатываемого активатора выбрана наиболее простая перфорированная решетка с вертикальной ориентацией круглых отверстий, вогнутая к центру. При прохождении газораспределительного устройства формируются турбулентные струи оживающего агента, которые приводят слой в псевдооживленное состояние.

Условия взаимодействия фаз в слое зависят от таких параметров, как режим истечения, дальность струй и степень их стесненности в прорешечной зоне. Для поддержания режима псевдооживления в слое и температуры 750–900 °С под газораспределительную решетку подаются продук-

ты сгорания. Одновременно осуществляется подача пара на активацию в виде одной или нескольких струй через форсунки. За счет этого обеспечивается улучшение качества слоя и интенсификация тепло-массообменных процессов.

### Конструкция аппарата для получения активированного угля

В данной работе представлена конструкция активатора, который может использоваться на угольной мини-ТЭС для получения активированного угля (рисунок).



**Рисунок.** Активатор для производства активированного угля на мини-ТЭС: 1 – корпус; 2 – патрубок для подачи измельченного угля; 3 – патрубок для отвода газов активации; 4 – коллектор для подачи водяного пара; 5 – газораспределительная решетка; 6 – форсунки; 7 – патрубок для подачи горячих газов; 8 – труба для отвода активированного угля

**Figure.** Activator for production of activated carbon at mini thermal power plants: 1 is the case; 2 is the pipe for feeding crushed coal; 3 is the pipe for removal of activation gases; 4 is the collector for supplying water vapor; 5 is the gas distribution grid; 6 are the injectors; 7 is the pipe for supplying hot gases; 8 is the pipe for removal of activated carbon

Принцип работы аппарата следующий. Предварительно измельченный в углеразмольной молотковой мельнице и подсушенный уголь поступает через верхний загрузочный патрубок – 2 в активатор – 1 и распределяется слоем на газораспределительной решетке – 5. Под решетку подаются горячие газы, в качестве которых могут использоваться продукты сгорания топлива, полученные в специальной топке. Проходя через отверстия газораспределительной решетки, газы приводят слой в псевдооживленное состояние. В результате теплообмена между газами и углем частицы угля нагрева-

ются до температуры активации. В коллектор – 4, расположенный под решеткой, подается водяной пар, который через форсунки – 6, установленные в отверстиях газораспределительной решетки, поступает в кипящий (псевдооживленный) слой угля.

Форсунки в количестве 6 штук расположены в отверстиях газораспределительной решетки по окружности на равном расстоянии от центра активатора. Газораспределительная решетка содержит 48 отверстий, расположенных по трем концентрическим окружностям. На окружности наибольшего радиуса находится 24 отверстия, среднего – 16, наименьшего – 8 отверстий. При нагреве в парогазовой среде из частиц угля выделяются летучие и образуются микропоры. В результате образуется активированный уголь.

Образующиеся газы активации удаляются через боковой патрубок – 3, расположенный в верхней части активатора. Под действием силы тяжести частицы угля, поступающие сверху, постепенно перемещаются в нижнюю часть слоя. Время нахождения частиц в активаторе должно соответствовать времени активации угля. Для удаления готового активированного угля газораспределительная решетка имеет уклон к центру, за счет чего частицы скатываются в трубу – 8 и отводятся из активатора при помощи шнека.

### Расчет реактора-активатора

Расчет активатора включает следующие основные блоки: гидродинамический расчет, расчет изотермической струи в псевдооживленном слое, тепловой расчет, расчет параметров газораспределительной решетки.

В табл. 1 представлены основные исходные данные для расчета.

**Таблица 1.** Исходные данные для расчета активатора  
**Table 1.** Basic data for calculation of the activator

Наименование показателя Indicator name	Единицы измерения Units	Значение Value
Производительность активатора Activator performance	кг/ч kg/h	226,8
Дисперсный состав угля по фракциям (мм) Dispersed composition of coal fractions (mm)	%	1,0 17,4 56,2 24,0 1,4
Температура в активаторе Temperature in the activator	К	1023–1173
Температура продуктов сгорания Temperature of combustion products	К	1473
Время активации Activation time	ч/ч	1–4
Начальная температура угля Coal initial temperature $T_i$	К	293
Высота слоя Layer height $H_{c0}$	м/м	0,5

Гидродинамический расчет аппарата с кипящим (псевдооживленным) слоем для получения активированного угля выполняется исходя из условия, что псевдооживление в аппарате создается путем подвода горячих газов (продуктов сгорания) и подачи их в основные отверстия газораспределительной решетки [24].

1. Определяем эквивалентный диаметр частиц псевдооживленного слоя, учитывая средний размер частиц каждой фракции  $d_i$  и процентное массовое содержание частиц данной фракции  $x_i$ :

$$\frac{1}{d_a} = \sum \frac{x_i}{d_i}. \quad (1)$$

2. Находим минимальное значение скорости газа, при которой обеспечивается интенсивное перемешивание частиц в кипящем слое, вычислив предварительно критерий Архимеда и критерий Рейнольдса.

Условия существования стационарного кипящего слоя: ограниченный интервал скоростей потока  $u_{кр} < u < u_{вит}$  от начала псевдооживления до выноса всех частиц в трубу.

Критерий Архимеда определяется по формуле:

$$Ar = \frac{g \cdot d_a^3 \cdot \rho_r - \rho_{п.сг}}{v_{п.сг}^2 \cdot \rho_{п.сг}}, \quad (2)$$

где  $\rho_r$  – плотность твердой фазы (исходного угля);  $\rho_{п.сг}$  и  $v_{п.сг}$  – плотность и кинематическая вязкость горячих газов соответственно.

3. Критическая скорость начала псевдооживления определяется в зависимости от критерия Рейнольдса:

$$u_{кр} = \frac{Re_{кр} \cdot v_a}{d_a}. \quad (3)$$

Критерий Рейнольдса вычисляется по найденному ранее критерию Архимеда:

$$Re_{кр} = \frac{Ar}{1400 + 5,22\sqrt{Ar}}. \quad (4)$$

4. Для обеспечения интенсивного перемешивания в кипящем слое определяется оптимальная по теплообмену рабочая скорость потока:

$$u_{опт} = \frac{Re_{r(опт)} \cdot v_{п.сг}}{d}, \quad (5)$$

где

$$Re_{r(опт)} = \frac{Ar}{18 + 5,22\sqrt{Ar}}. \quad (6)$$

5. Число псевдооживления находим как отношение:

$$n = \frac{u_{опт}}{u_{кр}}. \quad (7)$$

6. Вычисляем критерий Рейнольдса для скорости витания частицы:

$$Re_{вит} = \frac{Ar}{18 + 0,61\sqrt{Ar}}. \quad (8)$$

7. Скорость витания частицы угля равна:

$$u_{вит} = \frac{Re_{вит} \cdot v_{п.сг}}{d}. \quad (9)$$

8. Определяем порозность слоя, применяя закон расширения однородного псевдооживленного слоя, для оптимальной скорости частицы:

$$\varepsilon_{сл} = \left( \frac{18Re + 0,36Re^2}{Ar} \right)^{0,21}. \quad (10)$$

9. Степень расширения слоя вычисляется по отношению:

$$\frac{H_{сл}}{H_{сл0}} = \frac{1 - \varepsilon_{сл0}}{1 - \varepsilon_{сл}}, \quad (11)$$

где  $H_{сл0}$  и  $\varepsilon_{сл0}$  – высота и порозность неподвижного слоя (до начала псевдооживления);  $H_{сл}$  – высота псевдооживленного слоя.

10. Определяем расход оживающего газа (продуктов сгорания) в расчете на 1 м<sup>2</sup> площади поперечного сечения аппарата, кг/(м<sup>2</sup>·с):

$$\dot{G}_r = u_{опт} \rho_{п.сг}. \quad (12)$$

Результаты расчета представлены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты гидродинамического расчета  
Table 2. Results of hydrodynamic calculation

Параметр Parameter	Значение Value
Эквивалентный диаметр частиц псевдооживленного слоя, мм Equivalent particle diameter of the fluidized bed, mm	2,12
Критическая скорость начала псевдооживления, м/с Critical velocity of fluidization onset, m/s	0,69
Оптимальная по теплообмену рабочая скорость потока $Re_m$ , м/с Optimum heat exchange working flow rate, m/s	2,17
Число псевдооживления/Fluidization number	3,15
Скорость витания частицы, м/с Rate of particle movement, m/s	1,54
Степень расширения слоя/Expansion layer $H_{сл}/H_{сл0}$	1,224
Расход продуктов сгорания $\dot{G}_r$ , кг/(м <sup>2</sup> ·с) Consumption of combustion products, kg/(m <sup>2</sup> ·s)	0,499

Расчет изотермической струи в псевдооживленном слое угля проводится по методике Бувича Ю.А., исходя из условия подачи водяного пара в виде отдельных струй в предварительно оживленный слой частиц угля [25].

1. Вычисляем критерий Архимеда для частицы угля в потоке пара:

$$Ar = \frac{g \cdot d_a^3 \cdot \rho_r - \rho_{п}}{v_{п}^2 \cdot \rho_{п}}, \quad (13)$$

где  $\rho_{п}$  и  $v_{п}$  – плотность и кинематическая вязкость водяного пара при заданных температуре и давлении соответственно.

2. Определяем скорость на границе газового факела:

$$U_b = \frac{\eta \frac{Ar}{18 + 0,61\sqrt{Ar}} v}{d_a}, \quad (14)$$

где  $\eta=0,8$  для всех струй.

3. Критерий Галилея рассчитываем по эквивалентному диаметру частиц угля:

$$Ga = \frac{gd_a^3}{\nu^2}. \quad (15)$$

4. Коэффициент струи  $C_1$  определяется по формуле:

$$C_1 = 0,46Ga^{0,1}. \quad (16)$$

5. Средняя плотность зоны «газ – твердые частицы» может быть рассчитана по приближенной зависимости:

$$\rho'_n / \rho_{n0} = 0,34 - 0,035d_a. \quad (17)$$

6. Коэффициент  $C_2$  определяется в зависимости от  $C_1$  и средней плотности зоны «газ – твердые частицы»:

$$C_2 = C_1 \sqrt{\rho_r / \rho'_n}. \quad (18)$$

7. Длина газового факела струи рассчитывается по соотношению:

$$Y_\phi = \frac{U_0 r_0}{0,366 U_b C_1}, \quad (19)$$

где  $U_0$  – скорость истечения пара из отверстия, м/с;  $r_0$  – радиус отверстия, м.

8. Определяем абсциссу начального сечения факела струи:

$$Y_n = 1,75 r_0 / C_1. \quad (20)$$

9. Определяем абсциссу переходного сечения факела струи:

$$Y_{ii} = 3,28 r_0 / C_1. \quad (21)$$

Результаты расчета по формулам (13)–(21) приведены в табл. 3.

Таблица 3. Результаты расчета изотермической струи в псевдооживленном слое

Table 3. Results of calculation of the isothermal jet in the fluidized bed

Параметр Parameter	Значение Value
Критерий Архимеда для частицы угля в потоке пара Archimedes criterion for coal particles in steam flow	7,72·10 <sup>3</sup>
Скорость на границе газового факела, м/с Speed at the gas torch border, m/s	2,76
Критерий Галилея/Galilean criterion	20,2
Коэффициент струи/Jet ratio: $C_1$ $C_2$	0,62 0,04
Длина газового факела струи, мм Length of the gas jet torch, mm	1277
Абсцисса/Abscissa: начального сечения, мм/initial section, mm переходного сечения, мм/cross section, mm	28,2 52,9
Безразмерная осевая скорость в газовом факеле круглой струи Dimensionless axial velocity in a gas jet of a circular jet	0,2

10. Для ряда значений скорости на оси струи  $U_{mi}$  (от 0,835  $U_0$  до  $U_b$ ) при известных  $U_b$ ,  $C_1$ ,  $C_2$  и  $\rho_n$

рассчитываем среднюю плотность сечения струи  $\rho_{cp}$  и толщину пограничного слоя  $b_i$ :

$$\sqrt{\frac{\rho_{cp}}{\rho_0}} = \frac{C_1}{C_1 \cdot A + C_2}, \quad (22)$$

$$b_i = \frac{U_0 r_0}{0,366 \sqrt{\rho_{cp} / \rho_0} U_{mi}}, \quad (23)$$

где  $U_m$  определяется по эмпирическим зависимостям; параметр  $A$  вычисляется по соотношению:

$$A = \frac{U_m - U_b}{U_m + U_b}. \quad (24)$$

11. Толщина факела струи в различных сечениях струи определяется по формуле:

$$b_{\phi,y} = \frac{U_m - U_b}{U_m - U_b} C_1 y, \quad (25)$$

где  $y$  – высота струи, т. е. расстояние от выхода до  $i$ -го сечения струи по вертикали.

12. Определяем профиль скорости в газовом факеле струи:

$$\Delta U / \Delta U_m = 1 - [1 - (1 - x/b_\phi)^{1,5}]^2, \quad (26)$$

где  $x$  – расстояние от оси струи по горизонтали.

Результаты расчетов по формулам (22)–(26) представлены в табл. 4.

Таблица 4. Результаты расчетов основных параметров струи  
Table 4. Results of calculations of the jet main parameters

$U_m$ , М/с (m/s)	$U_m/U_0$	A	$\rho_{cp}$ , кг/м <sup>3</sup> (kg/m <sup>3</sup> )	$b_i$	$y_i$		$b_{\phi i}$
					мм/mm		
66,8	0,835	0,92	0,43	32,34	52,98	30,22	
40	0,5	0,87	0,48	51,12	88,22	47,59	
30	0,38	0,83	0,52	65,48	118,07	60,76	
20	0,25	0,76	0,62	89,95	175,96	82,91	
10	0,13	0,57	1,05	138,24	351,40	124,19	
3	0,04	0,04	37,25	77,37	1193,92	29,61	

Результаты определения профиля скорости в газовом факеле струи приведены в табл. 5.

Таблица 5. Результаты расчетов профиля скорости в факеле струи

Table 5. Results of calculations of the velocity profile in the jet plume

$x$ , мм/mm	0	10	20	40	60	80	100	120
$\Delta U / \Delta U_m$	1	0,986	0,946	0,805	0,605	0,379	0,165	0,012
$\Delta U$ , м/с (m/s)	120	118,3	113,5	96,6	72,6	45,5	19,8	1,44
$U = \Delta U + U_b$ , м/с (m/s)	122,8	121,1	116,3	99,4	75,4	48,2	22,6	4,2

Тепловой расчет аппарата для производства активированного угля проводится на основе теплового баланса аппарата, в который входят следующие составляющие:

$$Q_y + Q_{исп} + Q_{пвх} + Q_{псг} + Q_{х.р} = Q_{пак} + Q_{а.у} + \Delta Q_{пот},$$

которые могут быть определены по следующим формулам:

- теплота поступающего угля

$$Q_y = G_T \cdot Q_n^p \cdot \left( \frac{1 + W^p}{100} \right); \quad (27)$$

- теплота испарения влаги угля

$$Q_{исп} = G_T \cdot \left( \frac{W_{физ}^p}{100} \right) \cdot \varphi \cdot c_{исп.вл} \cdot T; \quad (28)$$

- теплота поступающего водяного пара

$$Q_{п.вх} = G_{п.} \cdot c_{п.} \cdot T; \quad (29)$$

- теплота паров активации

$$Q_{п.ак} = G_{п.а} \cdot c_{п.} \cdot T + G_T \cdot \frac{V^r}{100} \cdot c_{лет} \cdot T_{лет}; \quad (30)$$

- теплота образующегося активированного угля

$$Q_{а.у} = G_T \cdot \left( 1 - \frac{V^r}{100} \right) \cdot Q_k^p \cdot \left( \frac{1 + W^p}{100} \right); \quad (31)$$

- теплота химических реакций активации

$$Q_{х.р} = G_T \cdot \Delta H_{х.р}; \quad (32)$$

- теплота продуктов сгорания

$$Q_{п.ср} = (Q_{п.ак} + Q_{а.у} \pm Q_{х.р} + \Delta Q) - Q_T - Q_{исп}; \quad (33)$$

- расход продуктов сгорания

$$G_{п.ср} = \frac{Q_{п.ср}}{c_{п.ср} \cdot T_{п.ср}}. \quad (34)$$

В формулах (27)–(34) используются следующие величины:  $G_T$  – расход угля на активацию, кг/с;  $Q_n^p$  – низшая теплотворная способность рабочего топлива, кДж/кг;  $W^p$  – влажность угля на рабочую массу;  $W_{физ}^p$  – влажность угля на рабочую массу;  $c_{исп.вл}$ ,  $T$  – теплоемкость и температура испаренной влаги соответственно, кДж/(кг·К), К;  $V^r$  – выход летучих, %;  $c_{лет}$ ,  $T_{лет}$  – теплоемкость и температура летучих соответственно, кДж/(кг·К), К;  $Q_k^p$  – низшая теплота сгорания активированного угля (кокса);  $Q_{х.р}$  – теплота химических реакций, Дж/с;  $\Delta Q_{пот}$  – потери, Дж/с;  $\Delta H_{х.р}$  – теплота химических реакций в аппарате, Дж/кг;  $\varphi$  – доля физически связанной влаги, которая участвует в образовании летучих. Результаты теплового расчета приведены в табл. 6. Расход продуктов сгорания составляет 0,33 кг/с.

Таблица 6. Результаты теплового расчета

Table 6. Results of thermal calculation

Параметр Parameter	Значение, кДж/с Value, kJ/s
Теплота поступающего угля/Incoming coal heat	1512
Теплота испарения влаги угля Coal moisture evaporation heat	19
Теплота поступающего водяного пара Incoming steam heat	65
Теплота паров активации/Activation vapor heat	87
Теплота образующегося активированного угля Generated activated carbon heat	1323
Теплота химических реакций активации Chemical activation reaction heat	517
Теплота продуктов сгорания Combustion products heat	596

Результаты расчетов, представленные в табл. 2–6, позволяют определить конструктивные и режимные параметры аппарата для получения активированного угля, а также характеристики вспомогательного оборудования.

По расчетной оценочной формуле, предложенной О.М. Тодесом и О.Б. Читовичем, определяем коэффициент температуропроводности кипящего слоя [24]:

$$a = D_{см} = \frac{1}{60} \sqrt{gL^3} \left( \frac{u}{u_{кр}} - 1 \right). \quad (35)$$

С учетом того, что в формуле (35)  $L$  – это длина аппарата, а в активаторе в качестве линейной (геометрической) характеристики используется высота слоя  $H_{сл}$ , данное уравнение представим в следующем виде:

$$a = D_{см} = \frac{1}{60} \sqrt{gH_{сл}^3} \left( \frac{u_{опт}}{u_{кр}} - 1 \right).$$

Расчет параметров газораспределительной решетки проводится по формулам (1)–(19) с учетом того, что под газораспределительную решетку подается горячий газ (продукты сгорания) и параметры пара в данных формулах заменяются на параметры газа.

По определенному из теплового баланса расходу продуктов сгорания рассчитывается площадь живого сечения газораспределительной решетки:

$$F_{сеч} = \frac{G_{п.ср}}{U_0 \cdot \rho_{п.ср}}.$$

На основе полученного значения живого сечения решетки выбирается количество и диаметр отверстий ( $N_{отв}=48$ ,  $d_{отв}=22$  мм). Результаты расчета представлены в табл. 7.

Таблица 7. Результаты расчета параметров газораспределительной решетки

Table 7. Results of calculation of the gas distribution grid parameters

Параметр Parameter	Значение Value
Эффективный коэффициент температуропроводности Effective coefficient of thermal diffusivity	0,16
Критерий Архимеда для частицы угля в потоке газа Archimedes criterion for coal particles in a gas stream	$1,4 \cdot 10^4$
Скорость на границе газового факела, м/с Speed at the gas torch border, m/s	12,33
Критерий Галилея/Galilean criterion	21,1
Коэффициент струи/Jet ratio $C_1$	0,62
Средняя плотность зоны «газ – твердые частицы», кг/м <sup>3</sup> Average density of the zone «gas – solid particles», kg/m <sup>3</sup>	0,06
Коэффициент/Coefficient $C_2$	0,04
Длина газового факела струи, мм Length of the gas jet torch, mm	285
Площадь живого сечения решетки, м <sup>2</sup> Area of the lattice living section, m <sup>2</sup>	0,018

### Заключение и выводы

Представлена конструкция аппарата для получения активированного угля в условиях малых энергетических объектов. Произведен расчет гидродинамических параметров, расчет параметров газораспределительной решетки и тепловой расчет процесса активирования. Получены значения основных конструктивных параметров аппарата при произво-

дительности по активированному углю 226,8 кг/ч. Габариты аппарата позволяют разместить его на небольшой площади в условиях мини-ТЭС и использовать при снижении потребности в тепловой и электрической энергии, а также выровнять график загрузки автономного энергетического объекта.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 17-08-00295 «А».*

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Duffy T.E., Director P.E., Schneider P.H. Advanced combined-cycle from 8 MW to 23 MW // Proc. Amer. Power. Conf. – Chicago, 1993. – P. 1733–1741.
2. Данилевич Я.Б., Боченинский В.П., Кириченко Б.Э., Коваленко А.Н. Малые электростанции: ОЭП РАН. – СПб.: Изд-во СПбГТУ, 2002. – 30 с.
3. Мини-ТЭС на базе обращенного газогенератора / А.М. Дубинин, Е.В. Черепанова, В.Г. Тупоногов, О.А. Обожин // Теплоэнергетика. – 2010. – № 6. – С. 29–32.
4. Малая тепловая электростанция повышенной эффективности / Я.Б. Данилевич, А.С. Делюкин, Б.Э. Кириченко, А.Н. Коваленко, В.Л. Шилин // Известия АН. Энергетика. – 2003. – № 1. – С. 148–153.
5. Проблемы создания отечественных мини-ТЭС / Т.А. Борк, В.П. Вершинский, И.П. Евтюхова, Н.М. Коробов, З.П. Сорокина // Теплоэнергетика. – 1991. – № 10. – С. 18–21.
6. Котлер В.Р. Мини-ТЭС: зарубежный опыт // Теплоэнергетика. – 2006. – № 8. – С. 69–71.
7. Afanasyeva O.V., Mingaleeva G.R. Comprehensive exergy analysis of the efficiency of a low-capacity power plant with coal gasification and obtaining sulfur // Energy Efficiency. – 2015. – V. 8. – Iss. 2. – P. 255–265.
8. Афанасьева О.В., Мингалеева Г.Р. Моделирование технологических схем мини-ТЭС. – М.: ИД МЭИ, 2014. – 220 с.
9. Рынок активированного угля. Текущая ситуация и прогноз 2018–2022 гг. URL: <http://alto-group.ru/otchet/marketing/326-rynok-aktivirovannogo-uglya-tekushaya-situaciya-i-prognoz-2014–2018-gg.html> (дата обращения: 05.07.2018).
10. Место активных углей в экологии и экономике. Новые технологии их производства / В.М. Мухин, А.А. Курилкин, Н.Л. Воропаева, К.В. Лексюкова, П.В. Учанов // Сорбционные и хроматографические процессы. – 2016. – Т. 16. – № 3. – С. 346–353.
11. Moreno-Piraján J.C., Bastidas-Barranco M.J., Giraldo L. Preparation of activated carbons for storage of methane and its study by adsorption calorimetry // Journal of Thermal Analysis and Calorimetry. – 2018. – V. 131. – Iss. 1. – P. 259–271.
12. Production of activated carbon from peat by with natural soda ash and effect of nitrogen addition on the development of surface area / N. Tsubouchi, M. Nishio, Y. Shinohara, J. Bud, Y. Mochizuki // Fuel Processing Technology. – 2018. – V. 176. – P. 76–84.
13. Получение гранулированного активного угля из отходов растительного сырья / Е.А. Фарберова, Е.А. Тиньгаева, А.Д. Чучина, А.Р. Кобелева, А.С. Максимов // Известия высших учебных заведений. Серия: Химия и химическая технология. – 2018. – Т. 61 (3). – С. 51–57.
14. Preparation of activated carbon from lignin by chemical activation / J. Hayashi, A. Kazehaya, K. Muroyama, A.P. Watkinson // Carbon. – 2000. – № 38 (13). – P. 1873–1878.
15. Activated carbons from used motor oil as catalyst support for sustainable environmental protection / T. Tsoncheva, A. Mileva, S.P. Marinov, D. Paneva, N. Velinov, I. Spassova, A. Kosateva, D. Kovacheva, N. Petrov // Microporous and Mesoporous Materials. – 2018. – V. 259. – P. 9–16.
16. Pallarés J., González-Cencerrado A., Arauzo I. Production and characterization of activated carbon from barley straw by physical activation with carbon dioxide and steam // Biomass and Bioenergy. – 2018. – V. 115. – P. 64–73.
17. Кинле Х., Бадер Э. Активные угли и их промышленное применение / Пер. с немецкого. – Л.: Химия, 1984. – 216 с.
18. Akash B.A., O'Brien W.S. The production of activated carbon from a bituminous coal // International Journal of Energy Research. – 1996. – V. 20. – Iss. 10. – P. 913–922.
19. Wilson J. Active carbons from coals // Fuel. – 1981. – V. 60. – Iss. 9. – P. 823–831.
20. Исследование процесса получения активированного угля из каменноугольного сырья и возможности использования побочных продуктов / Е.Н. Нуруллина, М.В. Шулаев, М.Р. Якубов, А.С. Сироткин, А.М. Гумеров // Вестник технологического университета. – 2012. – Т. 15. – В. 12. – С. 237–241.
21. Оптимальное управление производством активного угля во вращающихся печах / В.Ф. Олонцев, Е.А. Фарберова, К.С. Белоусов, Е.А. Тиньгаева // Вестник ПНИПУ. – 2015. – № 3. – С. 51–59.
22. Preparation of activated carbons from bituminous coals with CO<sub>2</sub> activation. 1. Effects of oxygen content in raw coals / H. Teng, J.-A. Ho, Y.-F. Hsu, C.-T. Hsieh // Industrial and Engineering Chemistry Research. – 1996. – № 35 (11). – P. 4043–4049.
23. Improvement of Activated Carbon from Jixi Bituminous Coal by Air Preoxidation / D. Liu, J. Gao, Q. Cao, S. Wu, Y. Qin // Energy and Fuels. – 2017. – V. 31. – Iss. 2. – P. 1406–1415.
24. Тодес О.М., Цитович О.Б. Аппараты с кипящим зернистым слоем (гидравлические и тепловые основы работы). – Л.: Химия, 1981. – 296 с.
25. Бувечич Ю.А., Минаев Г.А. Струйное псевдооживление. – М.: Химия, 1984. – 133 с.

*Поступила 27.08.2019 г.*

### Информация об авторах

**Афанасьева О.В.**, кандидат технических наук, начальник Управления научных исследований, инноваций и разработок, доцент кафедры энергетического машиностроения Казанского государственного энергетического университета.

**Мингалеева Г.Р.**, доктор технических наук, заведующий кафедрой энергетического машиностроения Казанского государственного энергетического университета.



UDC 661.183.2: 662.742

## APPARATUS FOR RECEIVING ACTIVATED COAL AT MINI THERMAL POWER PLANTS

Olga V. Afanaseva<sup>1</sup>,  
eccolga@mail.ruGuzel R. Mingaleeva<sup>1</sup>,  
mingaleeva-gr@mail.ru<sup>1</sup> Kazan State Power Engineering University,  
51, Krasnoselskaya street, Kazan, 420066, Russia.

**The relevance** of the research is caused by the need to develop technological solutions and hardware design for production of by-products at small distributed energy facilities. The majority of small energy objects described in the literature and presented on the market are focused on generation of heat and electrical energy, i.e. on operation of the cogeneration principle. Obtaining by-products by thermal processing of solid fuels allows optimizing the system for production of heat and electricity at mini thermal power plants, improving fuel efficiency, solving environmental problems, and providing valuable chemical products to nearby areas and consumers.

**The main aim** of the research is to develop the design and carry out the calculation of the apparatus of low power to obtain activated carbon at mini thermal power plants.

**Object:** the apparatus of low power for obtaining activated carbon by thermal processing of solid carbon-containing raw materials in the fluidized bed.

**Methods:** hydrodynamic calculation of non-isothermal jets in a fluidized bed, heat calculation, calculation of parameters of the gas distribution grid.

**Results.** The authors have developed the design of a low-power apparatus for producing activated carbon at mini thermal power plant and chose the design of a fluidized bed reactor as a prototype of the installation. The activator is a sealed apparatus with a perforated gas distribution grid. For the considered activator, the simplest perforated grating with a vertical orientation of round holes concave toward the center was chosen. Coal enters from the top through the loading nozzle and is distributed by a layer on the gas distribution grid, steam is supplied to the activation of coal in a jet fluidization mode through the nozzles. Hot gases – the products of fuel combustion – are fed under the grate and bring the layer into a fluidized state. The authors carried out the hydrodynamic and thermal calculations of the apparatus, namely, they determined the critical velocity of the onset of fluidization, the degree of expansion of the bed, the flow rate of combustion products, the calculation of the isothermal jet in the fluidized bed, the parameters of the gas distribution grid: the length of the gas jet, the area of the cross section of the lattice.

**Key words:**

Object of small distributed energy, solid fuel, by-products, activated carbon, activator.

The research was financially supported by the RFBR within the scientific project no. 17–08–00295 «A».

## REFERENCES

- Duffy T.E., Director P.E., Schneider P.H. Advanced combined-cycle from 8 MW to 23 MW. *Proc. Amer. Power. Conf.* Chicago, 1993. pp. 1733–1741.
- Danilevich Ya.B., Bocheninsky V.P., Kirichenko B.E., Kovalenko A.N. *Small power plants*: OEEP RAS. St. Petersburg, SPSTU Publ., 2002. 32 p.
- Dubinin A.M., Cherepanova E.V., Tuponogov V.G., Obozhin O.A. Mini-tec na baze obrashchennogo gazogeneratora [Mini-TEC on the basis of a reversed gas generator]. *Teploenergetika*, 2010, no. 6, pp. 29–32.
- Danilevich Ya.B., Delyukin A.S., Kirichenko B.E., Kovalenko A.N., Shilin V.L. Malaya teplovaya elektrostantsiya povyshennoy effektivnosti [Small thermal power plant of increased efficiency]. *Izvestiya AN. Energetika*, 2003, no. 1, pp. 148–153.
- Bork T.A., Vershinsky V.P., Evtyukhova I.P., Korobov N.M., Sorokina Z.P. Problemy sozdaniya otechestvennykh mini-TEC [Problems of creating domestic mini-TEC]. *Teploenergetika*, 1991, no. 10, pp. 18–21.
- Kotler V.R. Mini-TEC: zarubezhnyy opyt [Mini-TEC: foreign experience]. *Teploenergetika*, 2006, no. 8, pp. 69–71.
- Afanasyeva O.V., Mingaleeva G.R. Comprehensive exergy analysis of the efficiency of a low-capacity power plant with coal gasification and obtaining sulfur. *Energy Efficiency*, 2015, vol. 8, Iss. 2, pp. 255–265.
- Afanasyeva O.V., Mingaleeva G.R. *Modelirovanie tekhnologicheskikh skhem mini-TEC* [Modeling of technological schemes of mini-thermal power plants]. Moscow, MEI Publ., 2014. 220 p.
- Rynok aktivirovannogo uglya. Tekushchaya situatsiya i prognoz 2018–2022* [The market of activated carbon. Current situation and forecast 2018–2022]. Available at: <http://alto-group.ru/otchet/marketing/326-rynok-aktivirovannogo-uglya-tekushchaya-situatsiya-i-prognoz-2014–2018-gg.html> (accessed 5 July 2018).
- Mukhin V.M., Kurilkin A.A., Voropaeva N.L., Leksyukova K.V., Uchanov P.V. Mesto aktivnykh ugley v ekologii i ekonomike. Novyye tekhnologii ikh proizvodstva [The place of active coals in ecology and economics. New technologies for their production]. *Sorption and chromatographic processes*, 2016, no. 3, pp. 346–353.
- Moreno-Piraján J.C., Bastidas-Barranco M.J., Giraldo L. Preparation of activated carbons for storage of methane and its study by adsorption calorimetry. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, 2018, vol. 131, Iss. 1, pp. 259–271.
- Tsubouchi N., Nishio M., Shinohara Y., Bud J., Mochizuki Y. Production of activated carbon from peat by natural soda ash and effect of nitrogen. *Fuel Processing Technology*, 2018, vol. 176, pp. 76–84.
- Farberova E.A., Tingaeva E.A., Chuchalina A.D., Kobeleva A.R., Maximov A.S. Poluchenie granulirovannogo aktivnogo uglya iz otkhodov rastitelnogo syr'ya [Obtaining granulated active carbon from wastes of vegetable raw materials]. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii, Seriya Khimiyai Khimicheskaya Tekhnologiya*, 2018, vol. 61, no. 3, pp. 51–57.
- Hayashi J., Kazehaya A., Muroyama K., Watkinson A.P. Preparation of activated carbon from lignin by chemical activation. *Carbon*, 2000, no. 38 (13), pp. 1873–1878.

15. Tsoncheva T., Mileva A., Marinov S.P., Paneva D., Velinov N., Spassova I., Kosateva A., Kovacheva D., Petrov N. Activated carbons from used. *Microporous and Mesoporous Materials*, 2018, vol. 259, pp. 9–16.
16. Pallarés J., González-Cencerrado A., Arauzo I. Production and characterization of activated carbon from barley straw by physical activation with carbon dioxide and steam. *Biomass and Bioenergy*, 2018, vol. 115, pp. 64–73.
17. Kinle H., Bader E. *Aktivnye ugli i ikh promyshlennoe primenenie* [Active coals and their industrial application]. Leningrad, Khimiya Publ., 1984. 216 p.
18. Akash B.A., O'Brien W.S. The production of activated carbon from a bituminous coal. *International Journal of Energy Research*, 1996, vol. 20, Iss. 10, pp. 913–922.
19. Wilson J. Active carbons from coals. *Fuel*, 1981, vol. 60, Iss. 9, pp. 823–831.
20. Nurullina E.N., Shulaev M.V., Yakubov M.R., Sirotkin A.S., Gumerov A.M. Issledovanie protsessa polucheniya aktivirovannogo uglia iz kamennougolnogo syr'ya i vozmozhnosti ispolzovaniya pobochnykh produktov [Study of the process of obtaining activated carbon from coal raw materials and the possibility of using by-products]. *Vestnik tekhnologicheskogo universiteta*, 2012, vol. 15, no. 12, pp. 237–241.
21. Olontsev V.F., Farberova E.A., Belousov K.S., Tingaev E.A. Optimalnoe upravlenie proizvodstvom aktivnogo uglia vo vrashchayushcheksya pechakh [Optimal control over the production of active coal in rotary kilns]. *Vestnik PNIPU*, 2015, no. 3, pp. 51–59.
22. Teng H., Ho J.-A., Hsu Y.-F., Hsieh C.-T. Preparation of activated carbons from bituminous coals with CO<sub>2</sub> activation. 1. Effects of oxygen content in raw coals. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 1996, no. 35 (11), pp. 4043–4049.
23. Liu D., Gao J., Cao Q., Wu S., Qin Y. Improvement of Activated Carbon from Jixi Bituminous Coal by Air Preoxidation. *Energy and Fuels*, 2017, vol. 31, Iss. 2, pp. 1406–1415.
24. Todes O.M., Tsitovich O.B. *Apparaty s kipyashchim zernistym sloem (gidravlicheskie i teplovye osnovy raboty)* [Apparatuses with a boiling granular layer (hydraulic and thermal bases of work)]. Leningrad, Khimiya Publ., 1981. 296 p.
25. Buevich Yu.A., Minaev G.A. *Struynoe psevdoozhizhenie* [Fluidized fluidization]. Moscow, Khimiya Publ., 1984. 133 p.

Received: 27 August 2019.

#### Information about the authors

**Olga V. Afanaseva**, Cand. Sc., head of scientific research, innovation and development department, associate professor, Kazan State Power Engineering University.

**Guzel R. Mingaleeva**, Dr. Sc., head of the Department of Power Engineering, Kazan State Power Engineering University.

УДК 661.152.4

## ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ГРАНУЛИРОВАНИЯ ОРГАНОМИНЕРАЛЬНЫХ УДОБРЕНИЙ МЕТОДОМ ОКАТЫВАНИЯ

Сквородников Павел Валерьевич<sup>1</sup>,  
pavel.skovorodnikov@yandex.ru

Черепанова Мария Владимировна<sup>1</sup>,  
syromyatnikova.maria@yandex.ru

<sup>1</sup> Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

**Актуальность.** Использование органоминеральных удобрений позволяет существенно повысить плодородие почвы и восстановить ее агрохимические и физические свойства. Исследование позволит решить некоторые проблемы, связанные с применением удобрения в необработанном виде, а полученный продукт в виде сферических гранул размером от 2,0 до 5,5 мм будет иметь высокую статическую прочность и может быть легко использован в сельском хозяйстве в условиях сплошного внесения удобрений в почву с использованием агротехники.

**Цель:** изучение процесса гранулирования органоминерального удобрения методом окатывания с предварительной подформовкой и определение оптимальных технологических параметров; исследование вероятности образования труднорастворимых соединений при взаимодействии растворов связующих с компонентами, входящими в состав органоминеральных удобрений.

**Объект:** органоминеральное удобрение биогумус с влажностью 55–60 %.

**Методы:** электронная сканирующая микроскопия (Hitachi «S-3400N»), позволяющая определить элементный состав биогумуса и оценить поверхность частиц удобрения и готового гранулированного продукта; рентгеноспектральный анализ, используемый для установления элементного состава; термодинамический анализ, необходимый для оценки вероятности протекания реакций и возможности образования труднорастворимых соединений в гранулированном удобрении, способствующих увеличению прочности гранул; ситовой анализ, используемый для определения гранулометрического состава, и метод определения статической прочности гранул на приборе ИПГ-1М.

**Результаты.** С помощью электронно-сканирующего микроскопа была изучена и описана поверхность частиц органоминерального удобрения – биогумус. Установлен элементный состав органоминерального удобрения: С, N, P, K, O, Fe, Al, Ca, Mg, Na, Cl, S, Ti. Определены оптимальные параметры технологии гранулирования органоминерального удобрения с предварительным формованием через ячейки диаметром 4,0 мм: продолжительность 180 с, температура окатывания 25 °С, сушка при 110 °С в течение 60 мин и величина ретурна 3 %. Определен вид связующего раствора и его содержание в тукосмеси, благодаря которому можно получить продукт с наилучшими товарными характеристиками (статическая прочность, выход товарной фракции от 2,0 до 5,5 мм). На основании термодинамического анализа установлена возможность протекания химических реакций между связующим раствором и компонентами биогумуса, в результате которых образуются труднорастворимые соединения ( $Mg_3(PO_4)_2$ ,  $Ca_3(PO_4)_2$ ,  $Fe_3(PO_4)_2$ ), способствующие увеличению прочности гранул. Применяемый в качестве связующего вещества водный раствор фосфата натрия позволяет получить гранулы, обладающие высокой статической прочностью (51,1 Н/гранула). С помощью электронно-сканирующей микроскопии изучена и описана структура получаемого гранулированного удобрения.

### Ключевые слова:

Гранулирование, органоминеральное удобрение, биогумус, окатывание, связующий раствор, метасиликат натрия, фосфат натрия.

### Введение

На фоне непростых отношений России с другими странами и введённого режима санкций в различных областях производства остро стоит вопрос импортозамещения. Это касается и продуктов сельскохозяйственного назначения. Необходимо производить достаточное количество продуктов растительного происхождения для удовлетворения потребностей населения за счет увеличения урожайности. Данный эффект может быть достигнут при использовании удобрений, позволяющих не только восстановить полезную микрофлору, но и повысить плодородие почвы.

Одним из высокоэффективных средств, улучшающих агрохимические свойства почвы, является органоминеральное удобрение (ОМУ), такое как биогумус, произведенное по инновационной технологии вермикомпостирования, которая основана на биологической переработке органических отхо-

дов с применением определенного вида червей. При этом чаще всего используются красные калифорнийские черви (красные вигглеры), которые редко встречаются в почве и легко адаптируются к условиям в гниющей растительности и среде [1–3].

В качестве сырья для производства биогумуса могут использоваться: перегной, навоз, торф, сапропель, бытовые и производственные отходы. В научно-технической и патентной литературе приведено большое количество видов сырья, которое можно использовать для изготовления биогумуса: куриный помет, известь, торф [4, 5]; золу [6, 7]; сапропель, торф, минеральные удобрения [8–12] и т. д.

Однако применение биогумуса в необработанном виде, представляющем собой почвообразную массу, вызывает некоторые проблемы. При нарушении условий хранения готового ОМУ происходит ухудшение качества продукта. Из-за высокого

влажносодержания биогумус слеживается, что приводит к трудностям при транспортировке, а также затрудняет дозирование при внесении в почву. В связи с этим целью работы являлось исследование процесса гранулирования биогумуса методом окатывания с применением предварительной стадии формования.

#### Материалы и метод исследования

Объектом исследований являлся биогумус, имеющий нейтрально-щелочную реакцию среды ( $pH=7,2-8,1$ ), с общим содержанием влаги 55–60 %. Основным компонентом ОМУ являются гуминовые кислоты, также в его состав входят: азот, фосфор, калий, магний, кальций. Химический состав биогумуса приведен в табл. 1.

Таблица 1. Химический состав ОМУ биогумус

Table 1. Chemical composition of OMF biohumus

Показатель Index	Азот (N)	Фосфор ( $P_2O_5$ )	Калий ( $K_2O$ )	Магний (Mg)	Кальций (Ca)	Гуминовые кислоты Humic acids
Граничные нормы, % мас. Boundary norms, wt. %	0,8–2,0	0,8–2,0	0,7–1,2	0,3–0,5	2,0–3,0	25,0–30,0

Структура поверхности частиц биогумуса, полученная с использованием электронного сканирующего микроскопа Hitachi «S-3400N» (Япония), оснащенного энергодисперсионным спектрометром «XFlash 4010» фирмы «Bruker» (Германия), изображена на рис. 1.

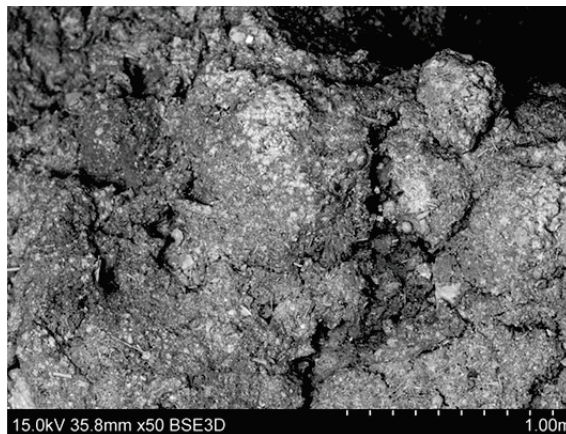


Рис. 1. Микрофотография поверхности частиц биогумуса (увеличение  $\times 50$ )

Fig. 1. Microphotography of biohumus particle surface (magnification  $\times 50$ )

Видно, что структура поверхности частицы биогумуса неоднородная, состоящая из различных игольчатых и шарообразных вкраплений, с рыхлой упаковкой. Некоторые участки частицы покрыты налетом светлого цвета.

С помощью рентгеноспектрального анализа установили элементный состав, результаты которого представлены на рис. 2.

Биогумус состоит из разнообразных элементов: K, Ca, P, Cl, Mg, Fe и т. д. Основными элементами биогумуса являются: углерод 18–30 %, кислород 40–50 % и кремний 8–11 %.

Исходя из результатов проведенного анализа, можно предположить наличие следующих ве-

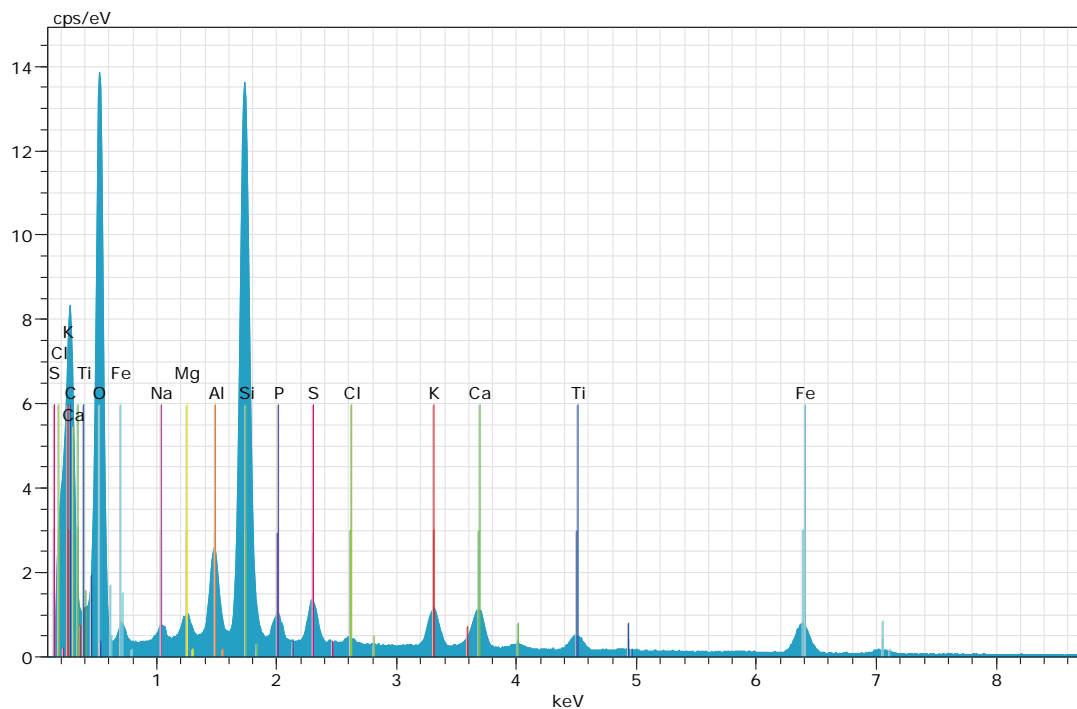


Рис. 2. Результаты элементного анализа биогумуса

Fig. 2. Results of elemental analysis of biohumus

ществ в составе ОМУ:  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ,  $\text{MgSO}_4$ ,  $\text{NaCl}$ ,  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{CaHPO}_4$ ,  $\text{Ca}(\text{H}_2\text{PO}_4)_2$ ,  $\text{MgCl}_2$ ,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{TiO}_2$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{KAlSi}_3\text{O}_8$ ,  $\text{FeSO}_4$  и др.

Существует большое количество способов и методов гранулирования различных материалов. Однако нет единого способа, предназначенного для гранулирования биогауруса, хотя могут применяться такие методы, как:

- формование или экструзия;
- таблетирование;
- прессование;
- окатывание [13].

Исследования по гранулированию ОМУ проводили на установке, включающей: экструдер с заданным размером ячеек матрицы, барабанный гранулятор со скоростью вращения до 40 об/мин, имеющий электрический привод и сушильный шкаф.

Благодаря проведенным опытным испытаниям была предложена методика проведения эксперимента по изучению процесса гранулирования биогауруса, а также определены основные технологические параметры процесса. По разработанной методике к исходной порошкообразной смеси ОМУ добавляли водный раствор связующего вещества, полученную смесь перемешивали и при помощи экструдера формовали через матрицу с ячейками 4,0 мм. Далее материал направляли в барабанный гранулятор, который оснащен рубашкой для поддержания требуемых температур [14]. Гранулирование методом окатывания проводили в течение экспериментально установленного времени и при ранее установленной температуре. Затем готовое гранулированное удобрение направляли в сушильный шкаф, где при температуре 110 °С проводили сушку нагретым потоком воздуха. После окончания сушки определяли гранулометрический состав готового продукта. Качество продукта и эффективность гранулирования при исследуемых параметрах определяли по нескольким показателям: статическая прочность, выход товарной фракции (более 2,0 мм и менее 5,5 мм) [15, 16].

### Результаты исследования

Применение метода окатывания при гранулировании ОМУ позволяет получить однородные гранулы, обладающие правильной шарообразной формой, уменьшить слеживаемость и предотвратить разрушение продукта при транспортировании и внесении в почву. Следовательно, важным параметром проведения гранулирования является продолжительность окатывания. Данное исследование проводили при комнатной температуре и временном диапазоне от 60 до 360 с, гранулированное удобрение сушили при 110 °С. Полученные результаты представлены в табл. 2.

На основании полученных данных видно, что продолжительность окатывания оказывает влияние на характеристики гранулированного продукта. При продолжительном гранулировании увеличивался выход гранул товарной фракции

(–5,5+2,0 мм). Так, при значении 180 секунд наблюдается максимальный выход готового гранулированного удобрения – 87,97 %, значение статической прочности гранул составляет 19,4 Н/гранула. Дальнейшее увеличение продолжительности окатывания введет к снижению выхода продукта. Это происходит за счет активного слипания частиц ОМУ между собой, что способствует одновременно образованию крупных гранул нетоварной фракции более 5,5 мм, а также разрушению товарной фракции с образованием гранул менее 2,0 мм. Таким образом, оптимальным временем окатывания является 180 с.

Таблица 2. Характеристика гранул биогауруса в зависимости от продолжительности гранулирования окатыванием

Table 2. Characteristics of biohumus granules depending on duration of granulation by pelletizing

Продолжительность гранулирования, с Duration of granulation, s	Гранулометрический состав, % Granulometric composition, %				Выход гранул товарной фракции, % Output of commercial fraction granules, %	Средняя статическая прочность, Н/гранула Static strength of granules, N/pellet	Средний размер гранул, мм Average size of granules, mm
	+5,5	–5,5	–2,0	–1,0			
	мм/мм mm/mm						
60	5,88	87,07	3,71	3,35	87,07	18,0±0,3	3,73
120	5,73	87,49	3,42	3,37	87,49	18,5±0,3	3,64
180	5,65	87,97	3,28	3,10	87,97	19,4±0,2	3,70
240	5,28	87,92	4,03	2,78	87,92	19,2±0,3	3,69
300	6,17	87,20	3,37	3,26	87,20	19,7±0,6	3,71
360	6,01	86,97	3,55	3,46	86,97	19,0±0,3	3,68

При повышенных температурах должно происходить увеличение прочности гранул и уменьшение влажности в продукте, поступающем на сушку. Это объясняется увеличением эффективности гранулообразования вследствие выравнивания поля температур внутри гранул и уменьшения переноса влаги внутрь гранулы за счет перепада температур [17, 18]. Следствием этого является увеличение производительности технологической установки.

Для подтверждения приведенных выше теоретических предпосылок была проведена серия исследований, направленных на установление влияния температуры на процесс формирования гранул. Температурный интервал от 25 до 90 °С.

Исследования проводили с использованием предварительного формования. При продолжительности окатывания в барабанном грануляторе 180 секунд и температуре сушки 110 °С. Результаты исследования представлены на рис. 3.

Было выявлено, что в результате увеличения температуры процесса гранулирования методом окатывания происходит изменение товарных характеристик продукта. Хотя данный параметр и оказывает положительное влияние, увеличение показателей качества гранулированного биогауруса незначительно. Так, при температуре 90 °С максимальное значение выхода гранул товарной фракции составляет 88,51 % и статическая прочность

20,55 Н/гранула. В общем статическая прочность при высоких температурах окатывания увеличилась на 5,5 % (1,15 Н/гранула) и выход на 0,5 %. На основании имеющихся данных о влиянии температуры процесса гранулирования методом окатывания было установлено, что целесообразнее применять более низкую температуру. Это позволит снизить текущие энергозатраты и сделать технологию менее трудоемкой, а повышения прочности можно добиться за счет введения связующих веществ или упрочняющих добавок, которые будут способствовать дополнительному обогащению питательными веществами. Таким образом, при температуре окатывания 25 °С значения статической прочности и выхода товарной фракции составили 19,4 Н/гранула и 87,97 %, соответственно.

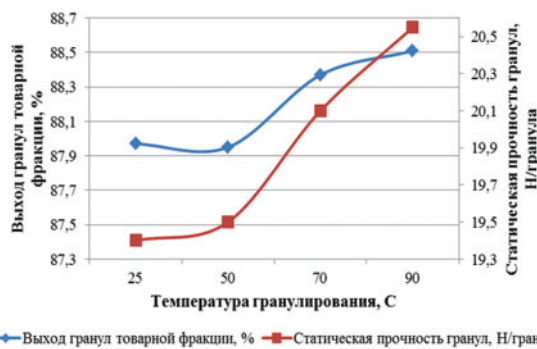


Рис. 3. Влияние температуры окатывания на характеристики гранул биогумуса

Fig. 3. Influence of rolling temperature on characteristics of biohumus granules

В процессе гранулирования возможно применение различных растворов веществ в качестве связующих. Это может оказать существенное влияние на физико-механические характеристики готового продукта. При добавлении жидкости внутрь исследуемого образца капля под действием капиллярных сил распространяется в объеме смеси, заполняя поры между частицами, когда влажность достигает максимальной капиллярной влагоемкости, распространение в сыпучей смеси прекращается [19, 20]. Проводилось изучение влияния вида и содержания в тукосмеси водных растворов связующих, в качестве которых использовали 5-водный метасиликат и 12-водный фосфат натрия с концентрациями 10, 20, 30 %. Результаты исследования представлены в табл. 3.

Применение водных растворов связующих веществ оказывает положительное влияние на характеристики гранулированного продукта. При содержании 5 % в тукосмеси 30 % водного раствора метасиликата натрия достигается максимальное значение статической прочности 24,1 Н/гранула и максимальный выход гранул товарной фракции 96,17 %.

Использование водного раствора связующего фосфата натрия способствует увеличению товарных характеристик готового продукта, при содер-

жании 5 % в тукосмеси 30 % раствора максимальное значение составляет 51,1 Н/гранула и выход товарной фракции 94,46 %.

Таблица 3. Влияние вида и содержания водных растворов связующих на характеристики гранулированного биогумуса

Table 3. Influence of the type and content of aqueous solutions of binders on characteristics of granulated biohumus

Содержание раствора связующего, % Content of the binder solution, %	Гранулометрический состав, % Granulometric composition, %				Выход гранул товарной фракции, % Output of commercial fraction granules, %	Средняя статическая прочность, Н/гранула Static strength of granules, N/pellet	Средний размер гранул, мм Average size of granules, mm
	+5,5	-5,5	-2,0	-1,0			
	+2,0	+1,0	+0,0	+0,0			
Без связующего/Without binder							
-	5,65	87,97	3,28	3,10	87,97	19,4±0,2	3,70
10% водный раствор Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> ·5H <sub>2</sub> O 10% water solution Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> ·5H <sub>2</sub> O							
1	1,87	91,12	3,45	3,56	91,12	18,6±0,2	3,50
2	2,80	91,94	3,00	2,26	91,94	18,9±0,3	3,57
3	2,32	92,46	2,56	2,66	92,46	19,2±0,5	3,55
4	2,56	93,15	1,98	2,31	93,15	19,9±0,4	3,58
5	2,84	93,87	1,88	1,41	93,87	20,2±0,2	3,62
20% водный раствор Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> ·5H <sub>2</sub> O 20% water solution Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> ·5H <sub>2</sub> O							
1	4,17	91,98	2,96	0,89	91,98	20,5±0,3	3,59
2	3,76	93,45	2,56	0,23	93,45	20,8±0,4	3,66
3	2,96	93,99	2,78	0,59	93,99	20,9±0,4	3,64
4	2,76	94,62	1,67	0,95	94,62	21,8±0,3	3,64
5	3,24	94,12	1,71	0,93	94,12	20,3±0,4	3,64
30% водный раствор Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> ·5H <sub>2</sub> O 30% water solution Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> ·5H <sub>2</sub> O							
1	2,98	92,23	2,54	2,25	92,23	21,1±0,4	3,58
2	2,26	93,96	2,94	0,84	93,96	21,5±0,3	3,56
3	2,49	94,31	2,68	0,52	94,31	21,9±0,3	3,58
4	2,78	96,08	0,78	0,36	96,08	22,8±0,3	3,61
5	3,03	96,17	0,57	0,23	96,17	24,1±0,2	3,60
10% водный раствор Na <sub>3</sub> PO <sub>4</sub> ·12H <sub>2</sub> O 10% water solution Na <sub>3</sub> PO <sub>4</sub> ·12H <sub>2</sub> O							
1	1,34	93,55	3,03	2,08	93,55	23,6±0,2	3,95
2	2,80	93,72	2,50	0,98	93,72	24,7±0,3	3,59
3	2,32	93,75	2,64	1,29	93,74	25,2±0,5	3,81
4	2,56	94,44	2,41	0,59	94,44	29,9±0,4	3,51
5	2,84	94,73	1,86	0,57	94,73	32,2±0,2	4,00
20% водный раствор Na <sub>3</sub> PO <sub>4</sub> ·12H <sub>2</sub> O 20% water solution Na <sub>3</sub> PO <sub>4</sub> ·12H <sub>2</sub> O							
1	3,84	91,13	3,01	2,02	91,13	25,3±0,4	4,07
2	5,07	91,55	2,33	1,05	91,55	29,8±0,3	4,23
3	2,27	94,36	2,32	1,05	94,36	29,6±0,3	3,81
4	2,88	94,55	1,80	0,77	94,55	29,7±0,5	3,43
5	2,38	94,87	1,87	0,88	94,87	32,3±0,2	3,73
30% водный раствор Na <sub>3</sub> PO <sub>4</sub> ·12H <sub>2</sub> O 30% water solution Na <sub>3</sub> PO <sub>4</sub> ·12H <sub>2</sub> O							
1	2,12	94,34	2,80	0,74	94,34	39,1±0,4	3,52
2	2,10	94,56	2,67	0,67	94,56	43,3±0,3	3,56
3	2,06	95,16	2,12	0,66	95,16	44,7±0,3	3,58
4	2,03	95,87	1,59	0,51	95,87	44,8±0,3	3,61
5	3,62	94,46	1,37	0,55	94,46	51,1±0,2	3,60

Было установлено, что используемые водные растворы метасиликата натрия и фосфата натрия в качестве связующих оказывают влияние на процесс гранулообразования. Значительное увеличе-

ние статической прочности достигается при использовании фосфата натрия, разница между максимальными значениям достигнутыми при этих связующих составляет 27 Н/гранула. Однако применение таких концентрированных растворов может привести к увеличению себестоимости готового продукта [21].

Влияние связующих веществ объясняется образованием новых фаз в объеме гранул биогумуса за счет протекания химических реакций между компонентами удобрения. При проведении термодинамического анализа с использованием программного обеспечения «НСС 6.0» была оценена возможность протекания данных реакций, представленных в табл. 3.

При этом были рассчитаны значения теплового эффекта ( $\Delta H_{x.p.}^{\circ}$ ), изменение энтропии ( $\Delta S_{x.p.}^{\circ}$ ), изменения энергии Гиббса ( $\Delta G_{x.p.}^{\circ}$ ) и константы равновесия ( $K_p$ ).

Установлено, что протекание данных реакций возможно в условиях проведения процесса сушки и

гранулирования биогумуса. В ходе расчетов определили вероятность образования труднорастворимых солей:  $MgSiO_3$ ,  $CaSiO_3$ ,  $FeSiO_3$ ,  $AlPO_4$ ,  $Mg_3(PO_4)_2$ ,  $Ca_3(PO_4)_2$ ,  $Fe_3(PO_4)_2$ , которые способствуют дополнительной цементации гранул, увеличивая их прочность. Данные соединения не растворимы в воде и в условиях термической обработки материала, кристаллизуются в виде микрокристаллов [22]. Эти кристаллы выступают в роли центров кристаллообразования и способствуют формированию солевых мостиков. Благодаря этому происходит усиленное сцепление мелких частиц удобрения и образование упрочненной структуры гранулы.

В процессе гранулирования биогумуса образуется часть мелкой (менее 2,0 мм) и крупной (более 5,5 мм) фракции, которая не соответствует требуемым характеристикам продукта. Представляется возможность использования некондиционной фракции в качестве ретура, которая после измельчения смешивается с формуемой тукосмесью. Важнейшим параметром гранулирования биогумуса

Таблица 4. Термодинамические константы равновесия реакций, протекающих между связующими и примесями, присутствующими в органоминеральном удобрении

Table 4. Thermodynamic equilibrium constants of reactions between binders and impurities in organomineral fertilizers

$T, ^\circ C$	$\Delta H_{x.p.}^{\circ}, \text{кДж}$	$\Delta S_{x.p.}^{\circ}, \text{кДж}$	$\Delta G_{x.p.}^{\circ}, \text{кДж}$	$K_p$	$T, ^\circ C$	$\Delta H_{x.p.}^{\circ}, \text{кДж}$	$\Delta S_{x.p.}^{\circ}, \text{кДж}$	$\Delta G_{x.p.}^{\circ}, \text{кДж}$	$K_p$
$Na_2SiO_3 \cdot 5H_2O + CaCl_2 = CaSiO_3 \downarrow + 2NaCl + 5H_2O$					$2Na_3PO_4 \cdot 12H_2O + 3CaCl_2 = 6NaCl + Ca_3(PO_4)_2 \downarrow + 24H_2O$				
25	-57,540	86,821	-83,425	4,140E+014	25	-100,679	700,343	-309,487	1,680E+054
50	-53,889	98,671	-85,281	1,006E+014	50	-80,882	764,103	-327,801	9,793E+052
70	-50,147	110,077	-87,369	3,142E+013	70	-64,891	812,115	-343,568	2,007E+052
90	-46,321	121,067	-89,681	1,204E+013	90	-48,738	857,864	-360,271	6,681E+051
110	-42,409	131,694	-92,209	5,472E+012	110	-32,357	901,771	-377,870	3,305E+051
$Na_2SiO_3 \cdot 5H_2O + FeCl_2 = FeSiO_3 \downarrow + 2NaCl + 5H_2O$					$Na_3PO_4 \cdot 12H_2O + FeCl_3 = FePO_4 \downarrow + 3NaCl + 12H_2O$				
25	-70,975	91,162	-98,155	1,577E+017	25	-84,022	340,646	-185,586	3,285E+032
50	-67,290	103,122	-100,099	2,728E+016	50	-76,737	364,111	-194,400	2,665E+031
70	-63,526	114,595	-102,276	6,312E+015	70	-70,911	381,605	-201,858	5,366E+030
90	-59,688	125,621	-104,679	1,855E+015	90	-65,047	398,211	-209,658	1,443E+030
110	-54,778	138,871	-107,987	5,284E+014	110	-59,102	414,147	-217,782	4,928E+029
$Na_2SiO_3 \cdot 5H_2O + MgCl_2 = 2NaCl + MgSiO_3 \downarrow + 5H_2O$					$2Na_3PO_4 \cdot 12H_2O + 3MgCl_2 = 6NaCl + Mg_3(PO_4)_2 \downarrow + 24H_2O$				
25	-121,198	94,809	-149,939	6,880E+025	25	-213,149	709,789	-424,772	2,658E+074
50	-117,220	107,516	-151,964	3,679E+024	50	-193,522	772,995	-443,315	4,617E+071
70	-113,217	119,535	-154,235	3,018E+023	70	-177,570	820,887	-459,258	8,213E+069
90	-109,183	130,960	-156,741	3,525E+022	90	-161,386	866,724	-476,137	3,105E+068
110	-105,104	141,893	-159,470	5,525E+021	110	-144,915	910,871	-493,915	2,192E+067
$Na_2SiO_3 \cdot 5H_2O + MgSO_4 = Na_2SO_4 + MgSiO_3 \downarrow + 5H_2O$					$2Na_3PO_4 \cdot 12H_2O + 3MgSO_4 = 3Na_2SO_4 + Mg_3(PO_4)_2 \downarrow + 24H_2O$				
25	-70,349	94,850	-98,628	1,908E+017	25	-57,630	719,796	-272,237	4,997E+047
50	-65,325	111,028	-101,204	2,292E+016	50	-37,839	783,531	-291,037	1,116E+047
70	-61,270	123,203	-103,547	5,800E+015	70	-21,731	831,891	-307,194	5,825E+046
90	-57,172	134,811	-106,128	1,847E+015	90	-5,353	878,275	-324,299	4,470E+046
110	-53,013	145,958	-108,937	7,121E+014	110	11,358	923,066	-342,315	4,693E+046
$Na_2SiO_3 \cdot 5H_2O + FeSO_4 = Na_2SO_4 + FeSiO_3 \downarrow + 5H_2O$					$2Na_3PO_4 \cdot 12H_2O + 3FeSO_4 = 3Na_2SO_4 + Fe_3(PO_4)_2 \downarrow + 24H_2O$				
25	-49,087	93,578	-76,988	3,083E+013	25	-80,853	-392,964	36,309	4,348E-007
50	-44,406	108,654	-79,517	7,152E+012	50	-66,900	-348,025	45,564	4,308E-008
70	-40,584	120,128	-81,806	2,842E+012	70	-55,698	-314,391	52,185	1,137E-008
90	-36,688	131,163	-84,319	1,347E+012	90	-44,402	-282,398	58,151	4,316E-009
110	-32,704	141,841	-87,050	7,387E+011	110	-32,927	-251,641	63,489	2,207E-009
$Na_2SiO_3 \cdot 5H_2O + CaSO_4 = Na_2SO_4 + CaSiO_3 \downarrow + 5H_2O$					$2Na_3PO_4 \cdot 12H_2O + 3CaSO_4 = 3Na_2SO_4 + Ca_3(PO_4)_2 \downarrow + 24H_2O$				
25	19,033	93,813	-8,938	3,681E+001	25	129,037	721,318	-86,024	-86,024
50	23,605	108,538	-11,469	7,145E+001	50	148,818	785,027	-104,863	8,948E+016
70	27,346	119,767	-13,753	1,241E+002	70	164,740	832,831	-121,046	2,675E+018
90	31,163	130,578	-16,257	2,180E+002	90	180,805	878,331	-138,161	7,489E+019
110	35,069	141,049	-18,973	3,862E+002	110	197,102	922,011	-156,167	1,959E+021

муса является количество используемого ретура, а также его влияние на характеристики гранул биогумуса [23].

Были проведены опыты по изучению влияния введения предварительно измельченной до менее 1,0 мм нетоварной фракции в формуемую смесь. Количество содержания ретура в исходной смеси составляло 1, 3 и 5 % к общей массе порошкообразного удобрения (табл. 5).

Таблица 5. Характеристики гранул биогумуса в зависимости от величины вводимого ретура

Table 5. Characteristics of biohumus granules depending on the size of the introduced retour

Количество вводимого ретура, % Amount of the injected retour, %	Гранулометрический состав, % Granulometric composition, %				Выход гранул товарной фракции, % Output of commercial fraction granules, %	Средняя статическая прочность, Н/гранула Static strength of granules, N/pellet	Средний размер гранул, мм Average size of granules, mm
	+5,5	-5,5 +2,0	-2,0 +1,0	-1,0			
	мм/мм						
1	3,09	94,04	2,63	0,24	94,04	28,4±0,2	3,75
3	1,99	94,09	2,93	0,99	94,09	27,2±0,2	3,70
5	2,12	93,96	2,72	1,20	93,96	26,3±0,3	3,70



Рис. 4. Микрофотография поверхности гранулы биогумуса (увеличение x50).

Fig. 4. Microphotography of biohumus granule surface (magnification x50)

С увеличением количества ретура от 1 до 5 % незначительно уменьшается выход товарной фракции, а прочность гранул снижается на 2 Н/гранулу. Такое поведение можно объяснить с точки зрения взаимодействия связующего раствора с тукосмесью. Так как при добавлении ретура в исходную смесь изменяется гранулометрический состав и способность смачивания сухих частиц ретура различны, содержание вводимого связующего реагента становится недостаточным. Увеличение содержания ретура в исходной смеси требует большего количества вводимого в тукосмесь связующего раствора, что приведет к дополнительным затратам. В данном случае для более рационального метода гранулирования окатыванием следует вводить ретур с содержанием 3 % к массе тукосмеси, благо-

даря чему выход гранул товарной фракции и прочность гранулята составит 94,09 % и 27 Н/гранула, соответственно.

Изображение поверхности гранулы биогумуса, полученной методом окатывания, представлено на рис. 4.

Видно, что на поверхности гранулы частицы склеены между собой и образуют уплотненную упаковку. Наблюдаются трещины размером 0,01–0,05 мм, образовавшиеся в процессе сушки, а также волокнистая структура биоматериала, который является компонентом биогумуса. На поверхности присутствуют крупные вкрапления светлого цвета размером 0,2–0,4 мм.

В результате проведенного элементного анализа установлено, что входящие в состав биогумуса различные по размеру светлые частицы могут быть  $Al_2O_3$  и  $SiO_2$ .

### Заключение

Благодаря исследованиям процесса гранулирования биогумуса были определены оптимальные технологические параметры проведения данного процесса. Гранулирование биогумуса методом окатывания с предварительным формированием через ячейки с диаметром 4,0 мм следует проводить при температуре 25 °С в течение 180 с.

Оптимальное количество вводимого ретура в тукосмесь ОМУ составляет 3 %, а повышение его содержания требует дополнительной подачи раствора связующего.

В качестве связующих веществ использовались водные растворы метасиликата и фосфата натрия с разными концентрациями. На основании проведенного термодинамического анализа установлено, что вероятность взаимодействия фосфата натрия с компонентами биогумуса выше, а в результате протекающих химических реакций образуются труднорастворимые соединения. Образованные  $Mg_3(PO_4)_2$ ,  $Ca_3(PO_4)_2$ ,  $Fe_3(PO_4)_2$ , способствуют дополнительному упрочнению гранул за счет кристаллизации данных солей в виде микрокристаллов. Использование водного раствора фосфата натрия приводит к улучшению товарных характеристик готового продукта: выход гранул фракции +5,5–2,0 мм и статическая прочность составляют 94,46 % и 51 Н/гранула, соответственно.

С помощью термодинамического анализа установлена вероятность образования труднорастворимых соединений в результате взаимодействия водных растворов связующих с компонентами органоминерального удобрения, таких как  $MgSiO_3$ ,  $CaSiO_3$ ,  $FeSiO_3$ ,  $AlPO_4$ ,  $Mg_3(PO_4)_2$ ,  $Ca_3(PO_4)_2$ ,  $Fe_3(PO_4)_2$ . Образовавшиеся соединения не растворимы, в процессе сушки кристаллизуются в виде микрокристаллов, выступающих в роли центров кристаллообразования, что способствует формированию прочных солевых мостиков. Это приводит к усилению сцепления между частицами удобрения и образованию упрочненной и уплотненной структуры в гранулах.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Eartworm biohumus conditioning for pellet production / O. Vronskis, A. Kakitis, E. Laukmanis, I. Nulle // *Engineering for rural development*. – 2016. – V. 25. – P. 997–1002.
2. Characterisation of organomineral fertilisers derived from nutrient-enriched biosolids granules / L.A. Diogenes, R. Sakrabani, F.T. Sean, M.S. Le, R.J. Godwin // *Applied and Environmental Soil Science*. – 2013. – V. 2013. – P. 1–11.
3. Tumuluru J.S. Effect of process variables on density and durability of pellets made from high moisture corn stover // *Biosystems Engineering*. – 2013. – V. 119. – P. 44–57.
4. Состав для производства органоминерального удобрения: пат. Рос. Федерация, № 2566048, заявл. 26.09.2014; опубл. 20.10.2015. Бюл. № 33. – 5 с.
5. Способ получения комплексного органоминерального удобрения из отходов солодки голой и технологическая линия для его осуществления: пат. Рос. Федерация, № 2221761, заявл. 12.08.2002; опубл. 20.01.2004. Бюл. № 4. – 11 с.
6. Состав органоминеральных удобрений и способ их получения: пат. Рос. Федерация, № 2574688, заявл. 16.09.2014; опубл. 10.02.2016. Бюл. № 4. – 6 с.
7. Органоминеральное гранулированное удобрение и способ его получения: пат. Рос. Федерация, № 2491263, заявл. 02.04.2012; опубл. 27.08.2013. Бюл. № 24. – 6 с.
8. Многокомпонентное органоминеральное удобрение: пат. Рос. Федерация, № 2566684, заявл. 20.11.2014; опубл. 27.10.2015. Бюл. № 30. – 7 с.
9. Аллахвердиев С.Р., Ерошенко В.И. Современные технологии в органическом земледелии // *Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований*. – 2017. – № 1. – С. 76–79.
10. Гранулированное удобрение на основе торфа: пат. Рос. Федерация, № 2469994 заявл. 19.07.2011; опубл. 20.12.2012. Бюл. № 35. – 21 с.
11. Способ изготовления гранулированного органоминерального удобрения: пат. Рос. Федерация, № 2272800 заявл. 29.07.2004; опубл. 27.03.2006. Бюл. № 9. – 5 с.
12. Способ получения комплексного органоминерального удобрения: пат. Рос. Федерация, № 2219147 заявл. 14.03.2002; опубл. 20.12.2003. Бюл. № 36. – 9 с.
13. Сковородников П.В., Черепанова М.В. Способы гранулирования органоминеральных удобрений // *Вестник ПНИПУ. Химическая технология и биотехнология*. – 2017. – № 3. – С. 117–127.
14. Першин В.Ф. Переработка сыпучих материалов в машинах барабанного типа. – М.: Машиностроение, 2009 – 216 с.
15. Макаренко Д.А., Назаров В.И. Особенности гранулирования комплексных и органоминеральных удобрений в скоростных и тарельчатых грануляторах окатывания // *Вестник МГОУ. Естественные науки*. – 2015. – № 4. – С. 81–88.
16. Investigation of granulation process parameters influence on granulated fertilizer compost properties / A. Pocius, E. Jotautiene, R. Mieldazys, A. Jasinskas, V. Kucinskas // *Engineering for Rural Development: Proceedings of 13 International Conference*. – Jelgava, Latvia, 2014. – P. 407–412.
17. Zafari A., Kianmehr M.H. Factors affecting mechanical properties of biomass pellet from compost // *Environmental Technology*. – 2013. – V. 24. – P. 1–9.
18. Сковородников П.В., Черепанова М.В. Изучение влияния содержания водного раствора связующего тринатрийфосфата на характеристики гранулированного биогумуса полученного методом окатывания // *Химия. Экология. Урбанистика: Материалы Всероссийской научно-практической конференции (с международным участием)*. – Пермь: ПНИПУ, 2018. – С. 770–774.
19. Effect of moisture content particle size and pine addition on quality parameters of barley straw pellets / C. Serrano, E. Monedero, M. Laupuerta, H. Portero // *Fuel Processing Technology*. – 2011. – V. 92. – P. 699–706.
20. Optimization compressive strength biomass pellet from compost using Taguchi method / G. Absalan, M.H. Kianmehr, A. Arabhosseini, S. Kouravand // *Agricultural Engineering International*. – 2015. – V. 17. – P. 166–172.
21. Кувшинников И.М. Минеральные удобрения и соли. Свойства и способы улучшения. – М.: Химия, 1987 – 256 с.
22. Investigation of physical-mechanical properties of experimental organic granular fertilizers / A. Pocius, E. Jotautiene, J. Pekaraskas, M. Palsauskas // *Engineering for rural development*. – 2016. – V. 25. – P. 1116–1120.
23. Макаренко Д.А., Назаров В.И. Исследование процесса гранулирования комплексных удобрений с учетом физико-химических и реологических свойств компонентов // *Вестник МГОУ. Естественные науки*. – 2012. – № 2. – С. 49–55.

Поступила 27.08.2019 г.

## Информация об авторах

**Сковородников П.В.**, магистр кафедры химических технологий Химико-технологического факультета Пермского национального исследовательского политехнического университета.

**Черепанова М.В.**, кандидат технических наук, доцент кафедры химических технологий Химико-технологического факультета Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 661.152.4

## PECULIARITIES OF ORGANOMINERAL FERTILIZER GRANULATION BY THE PELLETIZING METHOD

Pavel V. Skovorodnikov<sup>1</sup>,  
pavel.skovorodnikov@yandex.ru

Maria V. Cherepanova<sup>1</sup>,  
syromyatnikova.maria@yandex.ru

<sup>1</sup> Perm National Research Polytechnic University,  
29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russia.

**The relevance.** The use of organomineral fertilizers makes it possible to substantially increase the fertility of soil and restore its agrochemical and physical properties. Research allows you to solve some problems associated with fertilizer application in untreated form, and the resulting product in the form of spherical granules measuring of 2,0 to 5,5 mm will have a high static strength and can be easily used in agriculture in conditions of continuous application of fertilizers to the soil with the use of agrotechnics.

**The main aim** of the research is to study the organomineral fertilizer granulation by pelletizing with preliminary subforming and determination of optimal technological parameters; to investigate the probability of formation of sparingly soluble compounds in interaction of solutions of binders with components that are part of organomineral fertilizers.

**Objects:** organomineral fertilizer biohumus with a moisture content of 55–60 %.

**Methods:** electronic scanning microscopy (Hitachi «S-3400N»), which allows determining the elemental composition of biohumus and evaluating the surface of fertilizer particles and the finished granular product; X-ray spectral analysis used to establish the elemental composition; the thermodynamic analysis necessary for estimation of probability of proceeding the reactions and possibility of formation of difficult-to-constructible compounds in the granular fertilizer, promoting increase in strength of granules; sieve analysis, used to determine the particle size distribution, and a method for determining the static strength of granules on an IPG-1M instrument.

**Results.** Using the electron-scanning microscope, the surface of organic-mineral fertilizer particles – biohumus – was studied and described. The elemental composition of organomineral fertilizer is determined: C, N, P, K, O, Fe, Al, Ca, Mg, Na, Cl, S, Ti. Optimum parameters of the technology of organomineral fertilizer granulation with preliminary molding through cells with a diameter of 4,0 mm were determined: duration of 180 s, rolling temperature of 25 °C, drying at 110 °C for 60 min, and retention value of 3 %. The type and content of the binder solution in the fertilizer mixture is determined, which makes it possible to obtain the product with the best commercial characteristics (static strength, output of product fraction of 2,0 to 5,5 mm). Based on the thermodynamic analysis, the possibility of chemical reactions between the binder solution and biohumus components was established, resulting in formation of sparingly soluble compounds ( $Mg_3(PO_4)_2$ ,  $Ca_3(PO_4)_2$ ,  $Fe_3(PO_4)_2$ ), which increase the strength of the granules. The sodium phosphate aqueous solution used as a binder allows obtaining pellets having a high static strength (51,1 N/pellet). With the help of electron-scanning microscopy, the structure of the obtained granular fertilizer was studied.

**Key words:**

Granulation, organomineral fertilizer, biohumus, pelletizing, binder solution, natrium metasilicate, sodium phosphate.

**REFERENCES**

- Vronskis O., Kakitis A., Laukmanis E., Nulle I. Earthworm biohumus conditioning for pellet production. *Engineering for rural development*, 2016, vol. 25, pp. 997–1002.
- Diogenes L.A., Sakrabani R., Sean F.T., Minh S., Richard J.G. Characterisation of organomineral fertilisers derived from nutrient-enriched biosolids granules. *Applied and Environmental Soil Science*, 2013, vol. 2013, pp. 1–11.
- Tumuluru J.S. Effect of process variables on density and durability of pellets made from high moisture corn stover. *Biosystems Engineering*, 2013, vol. 119, pp. 44–57.
- Pegushin S.N., Voxmyanin V.G. *Sostav dlya proizvodstva organomineralnogo udobreniya* [Composition for production organic-mineral fertilizer]. Patent RF, no. 2566048, 2015.
- Rogachev A.F., Saldaev A.M., Mazaeva T.I. *Sposob polucheniya kompleksnogo organomineralnogo udobreniya iz otkhodov solodki goloy i tekhnologicheskaya liniya dlya ego osushchestvleniya* [The method of obtaining complex organic-mineral fertilizers from waste licorice and technological line for its implementation]. Patent RF, no. 2221761, 2004.
- Bobritskii G.A., Kladov A.A., Frolov G.V. *Sostav organomineralnykh udobreniy i sposob ikh polucheniya* [The composition of the organic-mineral fertilizers and the method their production]. Patent RF, no. 2574688, 2016.
- Stifeev A.I., Zolotukhin L.A. *Organomineralnoe granulirovanoe udobrenie i sposob ego polucheniya* [Organic-mineral granular fertilizer and the method of its production]. Patent RF, no. 2491263, 2013.
- Vazykhov I.T., Kireicheva L.V., Pukhovskaya T.Yu., Pavlov V.Yu. *Mnogokomponentnoe organomineralnoe udobrenie* [Multicomponent organic-mineral fertilizer]. Patent RF, no. 2566684, 2015.
- Allahverdiev S.R., Eroshenko V.I. Modern technology in organic farming. *International journal of applied and fundamental research*, 2017, no. 1, pp. 76–79. In Rus.
- Kormilitsyn V.I., Lobko V.P. *Granulirovanoe udobrenie na osnove torfa* [Peat-based granular fertiliser]. Patent RF, no. 2469994, 2012.
- Zhivopistsev V.A., Malanchuk V.Ya., Mikhaylov G.V. *Sposob izgotovleniya granulirovannogo organomineralnogo udobreniya* [Method of manufacturing granulated organomineral fertilizer]. Patent RF, no. 2272800, 2006.
- Kovalev K.E., Papayanaki V.V. *Sposob polucheniya kompleksnogo organomineralnogo udobreniya* [The method of obtaining complex organic-mineral fertilizers]. Patent RF, no. 2219147, 2003.
- Skovorodnikov P.V., Cherepanova M.V. The methods of granulation organomineral fertilizers. *Bulletin of the Perm national research polytechnic university*, 2017, no. 3, pp. 39–49. In Rus.
- Pershin V.F. *Pererabotka syrachikh materialov v mashinakh barabannogo tipa* [Bulk material processing in drum-type machines]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 2009. 216 p.
- Makarenko D.A., Nazarov V.I. Features of the granulation process of complex and organic fertilizers in high-speed granulation

- ad dish nodulizers. *Bulletin of the Moscow region state university*, 2015, no. 4, pp. 81–88. In Rus.
16. Pocius A., Jotautiene E., Mieldazys R., Jasinskas A., Kucinskas V. Investigation of granulation process parameters influence on granulated fertilizer compost properties. *Engineering for Rural Development. Proceedings of 13 International Conference*. Jelgava, Latvia, 2014. pp. 407–412.
  17. Zafari A., Kianmehr M.H. Factors affecting mechanical properties of biomass pellet from compost. *Environmental Technology*, 2013, vol. 24, pp. 1–9.
  18. Skovorodnikov P.V., Cherepanova M.V. Izuchenie vliyaniya soderzhaniya vodnogo rastvora svyazuyushchego trinatriyfosfata na kharakteristiki granulirovannogo biogumusa, poluchennogo metodom okatyvaniya [Studying the influence of the content of the trisodium phosphate binding water solution on characteristics of the granulated biogumus obtained by the pelletizing method]. *Khimiya. Ekologiya. Urbanistika. Materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii (s mezhdunarodnym uchastiem)* [Chemistry. Ecology. Urbanism. Materials of the All-Russian scientific-practical conference (with international participation)]. Perm, PNRPU Publ., 2018. pp. 770–774.
  19. Serrano C., Monedero E., Laupuerta M., Portero H. Effect of moisture content particle size and pine addition on quality parameters of barley straw pellets. *Fuel Processing Technology*, 2011, vol. 92, pp. 699–706.
  20. Absalan G., Kianmehr M.H., Arabhosseini A., Kouravand S. Optimization compressive strength biomass pellet from compost using Taguchi method. *Agricultural Engineering International*, 2015, vol. 17, pp. 166–172.
  21. Kuvshinnikov I.M. *Mineralnye udobreniya i soli. Svoystva i sposoby uluchsheniya* [Mineral fertilizers and salts. Properties and methods of improvement]. Moscow, Khimiya Publ., 1987. 256 p.
  22. Pocius A., Jotautiene E., Pekarskas J., Palsauskas M. Investigation of physical-mechanical properties of experimental organic granular fertilizers. *Engineering for rural development*, 2016, vol. 25, pp. 1116–1120.
  23. Makarenko D.A., Nazarov V.I. Study of process of granulation of complex fertilizers taking into account physical-chemical and rheological properties of components. *Bulletin of the Moscow region state university*, 2012, no. 2, pp. 49–54. In Rus.

Received: 27 August 2019.

#### Information about the authors

**Pavel V. Skovorodnikov**, master, Perm National Research Polytechnic University.

**Maria V. Cherepanova**, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.

УДК 622.276. 5:53.08

## ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ОЦЕНКЕ ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Денисламов Ильдар Зафирович<sup>1</sup>,  
denislamoviz@mail.ru

Гималтдинов Ильяс Кадинович<sup>1</sup>,  
iljas\_g@mail.ru

Денисламова Алия Ильдаровна<sup>1</sup>,  
denislamova2014alia@mail.ru

Максутов Зиннат Анверович<sup>1</sup>,  
zinnatmaksutov011197@gmail.com

<sup>1</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

**Актуальность** исследования определена необходимостью стандартизации способов и методик по определению обводненности продукции нефтедобывающих скважин.

**Цель:** оценить причины и условия возникновения систематической погрешности при определении состава скважинной продукции, минимизировать ошибки в измерениях обводненности путем создания новых технологий.

**Объектом** исследования являются нефтедобывающие скважины и процессы, протекающие при движении пластовой продукции от забоя скважины до штатного пробоотборника на выкидной линии устьевого арматуры.

**Методы** исследования основаны на отборе устьевых проб продукции скважин до и после гомогенизации жидкости в выкидной линии скважины. По технологии отбора объемных скважинных проб жидкости оценивалась толщина слоя нефти над водной фазой с помощью разработанного устройства, в котором фиксированный объем нефти переводится в делительную воронку путем снижения давления и добавления в нефть органического растворителя.

Установлено, что в высокообводненных скважинах наблюдается гравитационное разделение скважинной жидкости на прослой с различным содержанием нефти и воды. Следствием этого становится поступление в пробоотборную тару жидкости, не соответствующей составу скважинной продукции. Рассмотрены возможные решения существующей проблемы пробоотбора: скважинный поток необходимо гомогенизировать перед штатным пробоотборником или отбирать объемные пробы в течение длительного периода времени. Относительная погрешность измерения доли нефти и воды в объемных пробах с помощью разработанного устройства не превышает 0,1 % для высокообводненных скважин. Рассмотрен альтернативный способ оценки обводненности скважинной продукции, основанный на применении двух датчиков давления в колонне лифтовых труб над электроцентробежным насосом, соответствующий требованиям репрезентативности оцениваемых дискретных проб скважинной жидкости.

### Ключевые слова:

Обводненность, скважина, проба жидкости, турбулизатор, датчик давления, электроцентробежный насос, насосно-компрессорная труба.

### Введение

Важнейший показатель эксплуатации скважины и продуктивного нефтяного пласта – обводненность скважинной продукции – является характеристикой и скважины, и пласта одновременно. Обводненность пластовой продукции и содержание нефти и воды в отбираемых пробах на устье скважины могут отличаться друг от друга по многим причинам. Вопросам повышения представительности отбираемых на устье нефтедобывающих скважин посвящены исследования отечественных и зарубежных ученых [1–6]. На сегодня существуют десятки технологий и способов определения компонентного состава добываемой скважинной продукции, которые можно сгруппировать в следующие направления:

- отбор дискретных устьевых проб скважинной жидкости в тару объемом 0,5–1,0 л с последующим определением процентного содержания нефти и воды в лабораторных условиях; пробы отбираются операторами по добыче нефти с

необходимой периодичностью со штатного пробоотборника, установленного на выкидных линиях скважин;

- отбор скважинной продукции со всего сечения выкидной линии в емкость с постоянной площадью по вертикали объемом 1–3 м<sup>3</sup> или в устройство по автоматической оценке состава жидкости [7–12]; отметим, что объемные пробы, по сути, являются техническим наследием замерных сепарационных установок, существовавших в системе нефтесбора в 50–60 гг. прошлого столетия на промыслах страны;
- оценка одной или нескольких физических характеристик транспортируемого газожидкостного состава в колонне насосно-компрессорных труб или в выкидной линии скважины с помощью нескольких датчиков или комплекса измерительных устройств; данное направление является наиболее наукоемким и состоит из нескольких разделов, отличающихся, к приме-

ру, по положению измерительных устройств (стационарное или мобильное), с предварительной сепарацией попутного нефтяного газа или без этой процедуры [1, 13–18].

Для детализации рассматриваемого вопроса оценки по составу скважинной продукции пространство от перфорационных отверстий обсадной колонны скважины до точки пробоотбора на поверхности земли разделено на четыре зоны:

1. *Пространство от пласта до приемных отверстий глубинного насоса.* Пластовая продукция движется в этой зоне в виде водонефтяной эмульсии при малой обводненности или в виде глобул нефти в потоке воды при значительной обводненности пластовой продукции. Во второй ситуации глобулы нефти могут иметь более высокую скорость движения относительно скорости подъема водной фазы, но в обоих случаях на прием насоса будет поступать газожидкостной состав (ГЖС), соответствующий пластовой продукции по содержанию нефти и воды. Можно предположить и пульсирующий режим работы этой зоны, но отбираемые пробы на устье скважины этого не подтверждают.
2. *Зона от насоса до устья скважины* характеризуется несколькими процессами. Во-первых, после насоса ГЖС становится гомогенизированным и находится под высоким давлением. По мере подъема по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) давление снижается и структура лифтируемой продукции меняется – выделяется попутный нефтяной газ. В статье [19] подробно рассмотрены процессы, происходящие внутри колонны НКТ. Несмотря на многообразие и сложность этих процессов, допустимо полагать, что компонентный состав ГЖС на устье скважины в колонне НКТ соответствует составу до или после глубинного насоса, иначе наблюдался бы по устьевым пробам пульсирующий состав скважинной продукции.
3. *Межтрубное пространство скважины* – зона между обсадной колонной и лифтовыми трубами, как правило, заполнено нефтью с небольшим содержанием воды [20, 21]. В нижнюю часть кольцевого пространства периодически поступает продукция из первой зоны. Это происходит при превышении притока пластовой жидкости в ствол скважины над производительностью глубинного насоса и при открытии перепускного клапана, находящегося в составе устьевой арматуры скважины. В свою очередь и межтрубное пространство (МП) скважины является дополнительным источником жидкости и газа во вторую зону – в колонну НКТ. Такое происходит при превышении производительности насоса над притоком в скважину пластовой продукции [20], а также при интенсивной сепарации попутного нефтяного газа из нефти в МП и повышении давления газа.
4. *Выкидная линия устьевой арматуры скважины* имеет горизонтальный участок длиной

2–2,5 м. На выкидной линии при высокой обводненности скважинной продукции происходит гравитационное разделение скважинной продукции на прослой с различным содержанием нефти, газа и воды даже при высоких дебитах скважин [22, 23]. Пробоотборная точка на устьевой арматуре скважин многих нефтяных компаний расположена на горизонтальной части, поэтому отбираемая в тару периодическая проба может не соответствовать составу жидкости в колонне НКТ.

#### **Совершенствование технологий по отбору дискретных проб с устьевой арматуры скважин**

Устьевая арматура нефтедобывающих скважин является наиболее доступной для изучения происходящих процессов. По данным исследования 24 скважин, оборудованных электроцентробежными насосами, с помощью пробоотборника с подвижным зондом [24] было установлено наличие гравитационного разделения на 17 скважинах [22]. Для исключения систематической погрешности при отборе периодических проб предложено монтировать в выкидную линию скважин перед точкой пробоотбора турбулизатор скважинной продукции [25]. Опыт применения турбулизаторов на 75 скважинах НГДУ «Чекмагушнефть» ОАО АНК «Башнефть» приведен в статье [23]. Благодаря применению смешивающего устройства средняя обводненность по выборке скважин была снижена на 2,7 % – с 97,7 до 95,0 %. Применение турбулизаторов при наличии подозрения на существование расслоения потока жидкости в выкидной линии скважины соответствует требованию п. 2.13.1.4 ГОСТ 2517 [26], который гласит, что пробоотборное устройство в трубопроводе должно устанавливаться после насоса или перемешивающего устройства.

Периодические пробы отбираются по нормативным требованиям с частотой не менее 4–5 раз за месяц, но в реальности на многих нефтяных компаниях устьевые пробы отбирают до 10 раз в месяц. Несмотря на повышенную частоту отбора проб, существует вероятность несоответствия отборной пробы составу пластовой продукции, так как на момент отбора пробы не анализируется работа системы «пласт–скважина–насос», не оценивается наличие равенства производительностей глубинного насоса и продуктивного пласта. В том случае, когда происходит поступление жидкости из межтрубного пространства (третьей зоны) в колонну НКТ (вторая зона), всегда не известен характер этой жидкости. В начальный период поступления это будет эмульсия с повышенным содержанием воды, затем будет поступать нефть с минимальным содержанием воды. Из-за плотностной разницы в нижней части МП находится преимущественно водная фаза, а выше – нефть.

С тем чтобы отбираемые устьевые пробы максимально соответствовали пластовой продукции, несмотря на возможное дополнительное поступле-

ние в насос жидкости из третьей зоны, на нефтедобывающих скважинах успешно испытаны пробоотборники серии ПОРТ [27]. Пробоотборник данной конструкции, так же как и штатный пробоотборник, устанавливается на выкидной линии устьевого арматуры скважины, но в отличие от последнего, имеет два преимущества:

- отбор пробы осуществляется с полного поперечного сечения потока продукции скважины;
- процесс накопления дискретных проб в контейнер происходит в течение длительного времени, поэтому объединенная проба является интегральной величиной и характеризует скважинную продукцию большого объема.

Пробоотборники серии ПОРТ так и не появились повсеместно на промыслах нефтяных компаний страны из-за относительно высокой стоимости изделия и необходимости их периодического обслуживания. Среднестатистический штатный пробоотборник стоит примерно 500 р., служит в агрессивной среде не более года и не подлежит ремонту и техническому обслуживанию. Пробоотборник используется как расходный материал, и это выгодно компаниям, ведь пробоотборник серии ПОРТ стоит в сто раз дороже и требует к себе значительного внимания в эксплуатации.

В работе [1] в подробной форме рассмотрен отечественный и зарубежный опыт оценки доли нефти и воды в скважинной и трубопроводной жидкости, основанный на измерении таких физических характеристик флюидов, как электропроводимость, диэлектрическая проницаемость и светопроницаемость. Согласно изобретению [13] скважинная продукция сепарируется от попутного нефтяного газа в емкостном оборудовании и в горизонтальной трубопроводной линии подвергается инфракрасному излучению. Генератор излучения и измерительный датчик находятся в непосредственной близости практически на осевой линии трубопровода, и это предопределяет необходимость существования однородного состояния измеряемой среды. Аналогичный способ измерения обводненности высокопроизводительных скважин приведен в статье [14].

Последние 7–10 лет нефтяные компании России активно комплектуют автоматические групповые замерные установки расходомерами жидкости и отдельных фаз, основанные на действии кориолисовых сил на поток среды в U-образной трубке с собственными колебаниями. В описании массомера с данным принципом действия фирмы Элметро (Каталог продукции фирмы 2018 г., стр. 7) указано, что устройство рассчитано на двухфазный состав, поэтому устройство, так же как и механический расходомер типа TOP-1M, устанавливают после сепарации газа из нефти. В работах [15, 16] приведен опыт использования массомеров данного типа на нефтедобывающих скважинах, причем в статье [15] отмечено вредное влияние попутного нефтяного газа на измерения расхода нефти и во-

ды. Исследованиями авторов статьи установлено, что при снижении давления в измерительном контуре ниже давления насыщения нефти газом массомер начинает измерять обводненность жидкости с погрешностью в сторону занижения доли воды в среде.

#### Оценка обводненности пластовой продукции, отобранной в объемные пробы

Другим решением снижения погрешности определения обводненности пластовой продукции является технология отбора объемных проб, когда скважинная жидкость с определенным устьевым давлением, соответствующим текущей эксплуатации скважины, переводится в емкость объемом 1–3 м<sup>3</sup> с постоянным по вертикали сечением [7, 8, 28]. Схема скважины с УЭЦН с необходимым поверхностным оборудованием для реализации измерения обводненности добываемой нефти объемным методом приведена на рис. 1.

Технология измерения обводненности скважинной жидкости заключается в следующем.

1. К скважине с УЭЦН и обратным клапаном – 2 устанавливают вертикальную емкость – 9 с постоянным сечением по высоте. Работу глубинного насоса останавливают.
2. Задвижку – 10 закрывают, а вентиль – 4 открывают с тем, чтобы понизить давление в колонне НКТ до атмосферного значения и выпустить весь дегазированный из нефти попутный газ.
3. Известно, что основной объем попутного нефтяного газа находится после глубинного насоса в растворенном состоянии в нефти, поэтому благодаря малой доле нефти в скважинной продукции происходит быстрое всплытие основной массы нефти в верхнюю часть колонны НКТ и последующая после этого усадка нефти из-за выпуска попутного нефтяного газа из нефти. Этот процесс контролируют с помощью уровнемера с акустическим принципом действия типа Микон-101 или Судос.
4. После стабилизации статического уровня  $H_{\text{стат}}$  определяют объем жидкости –  $V_{\text{ж}}$ , находящейся в колонне НКТ, запускают в работу глубинный насос – 3, и жидкость из колонны лифтовых труб – 1 переводят для дальнейшего гравитационного разделения в емкость – 9. Прохождение необходимого объема  $V_{\text{ж}}$  в емкость определяют по расходомеру – 11.
5. Весь период перевода жидкости из колонны лифтовых труб в емкость – 9 давление в выкидной линии между задвижкой – 10 и штуцером – 7 поддерживают таким, каким оно было при штатной работе глубинного насоса скважины. Этот процесс осуществляется с помощью плавного приоткрытия или прикрытия штуцера – 7.
6. Содержание нефти в отобранной жидкости определяется как отношение толщины слоя нефти над водой к общей высоте жидкости в емкости.

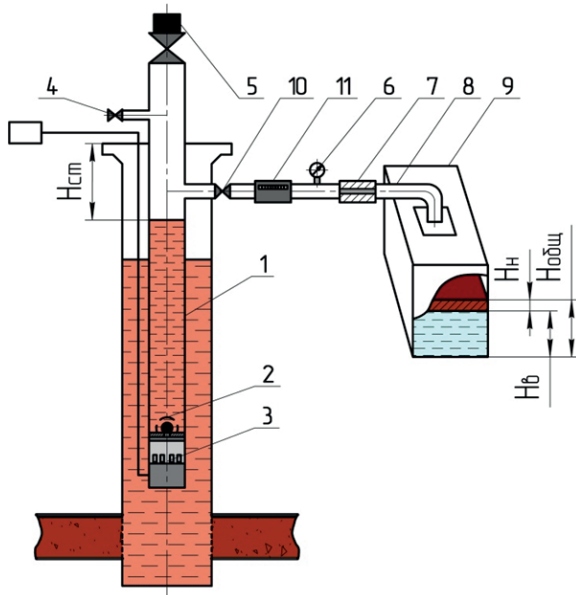


Рис. 1. Отбор объемной пробы скважинной жидкости: 1 – колонна лифтовых труб; 2 – обратный клапан; 3 – электроцентробежный насос; 4 – вентиль для стравливания газа; 5 – уровнемер типа Микон-101 или Судос; 6 – манометр; 7 – регулируемый штуцер; 8 – патрубков для слива жидкости в емкость; 9 – емкость для сбора скважинной продукции; 10 – задвижка на выкидной линии скважины; 11 – расходомер (счетчик жидкости)

Fig. 1. Selection of a borehole fluid bulk sample: 1 is the column of elevator pipes; 2 is the check valve; 3 is the electric centrifugal pump; 4 is the valve for bleeding gas; 5 is the Mycon-101 or Sudos type level gauge; 6 is the manometer; 7 is the adjustable fitting; 8 is the branch pipe for draining a liquid into a container; 9 is the vessel for collecting well products; 10 is the valve on the flowline of the well; 11 is the flow meter (liquid meter)

Благодаря штуцерованию и работе скважины в штатном режиме эксплуатации минимизируется погрешность при определении обводненности скважинной нефти. При отсутствии штуцера на устье скважины давление на выходе электроцентробежного насоса будет меньшим на величину устьевого давления, чем при штатной эксплуатации системы «пласт–насос». Это приводит к росту производительности глубинного ЭЦН на определенную величину, что в свою очередь может создать к опережающему движению капель нефти относительно общего потока и увеличению доли нефти в жидкости, находящейся в колонне лифтовых труб. В итоге без имитации работы скважины штатного режима может произойти завышение доли нефти в скважинной продукции.

Для определения толщины слоя нефти над водной частью объемной пробы разработано техническое устройство [29], принцип действия которого заключается в отсечении слоя нефти, разбавлении нефти органическим растворителем и переводе смеси в делительную воронку с помощью создания вакуума во всей герметичной системе. Общий вид устройства приведен на рис. 2. Устройство используют следующим образом.

1. Определенный участок слоя нефти над водой выделяют от общей массы с помощью отсекателя – цилиндрической формы.
2. Отсекатель – Зиммет автономную плавучесть, поэтому предварительно в отсеченный слой нефти добавляют растворитель известного объема для снижения вязкости нефти.
3. Отсекатель закрывают пробкой – 5, и с помощью насоса одностороннего действия – аспиратора АМ-5 создают в делительной воронке – 9 пониженное давление. Разбавленная нефть с определенной долей воды перетекает в делительную воронку – 9.
4. Через вентиль – 7 в отсекатель подают вторую фиксированную порцию растворителя для отмыва полости устройства от остаточной и адгезированной нефти.

Толщина слоя нефти над водой определяется по объему нефти в делительной воронке непосредственно на скважине после теплового воздействия на отобранный состав, состоящий из нефти, растворителя и попутной воды.

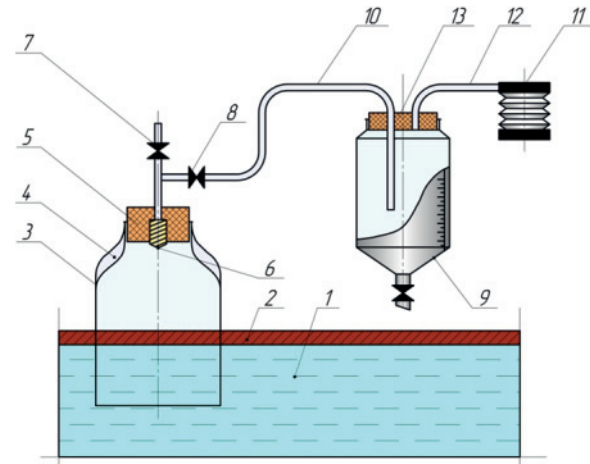


Рис. 2. Устройство для определения толщины слоя нефти над водой: 1 – водная часть объемной пробы; 2 – слой нефти над водой; 3 – отсекатель с конической головкой; 4 – поплавок лепестковой формы; 5 – резиновая пробка; 6 – завихритель; 7 – вентиль для подачи растворителя; 8 – вентиль для перевода жидкости из отсекателя в делительную воронку; 9 – делительная воронка (ДВ); 10 – гибкая и прозрачная трубка для перевода жидкости из отсекателя в делительную воронку; 11 – насос для создания вакуума (аспиратор АМ-5); 12 – соединительная газотводная трубка; 13 – резиновая пробка с двумя трубками

Fig. 2. Device for determining the thickness of the oil layer above water: 1 is the water part of bulk sample; 2 is the oil layer above water; 3 is the cutter with conical head; 4 is the float of petal shape; 5 is the rubber bung; 6 is the swirler; 7 is the valve for supplying solvent; 8 is the valve for transferring liquid from the cutter to the separating funnel; 9 is the separating funnel; 10 is the flexible and transparent tube for transferring liquid from the cutter to the separating funnel; 11 is the vacuum pump (aspirator AM-5); 12 is the connecting gas outflow tube; 13 is the rubber bung with two tubes

Для испытания устройства в лабораторных условиях использовали прозрачную цилиндриче-

скую емкость  $\varnothing 15,35$  см и отсекаТЕЛЬ  $\varnothing 8,3$  см. В трех опытах над водой в емкости создавали слой нефти толщиной 3,0; 6,0 и 9,0 мм. Результаты опытов приведены в таблице.

**Таблица.** Оценка толщины слоя нефти над водой с помощью вертикального отсекающего устройства

**Table.** Assessment of the thickness of the oil layer above water using a vertical liquid cutter

Параметры опыта (толщина слоя нефти/объем нефти, см/см <sup>3</sup> ) Experiment parameters (oil layer thickness/oil volume, cm/cm <sup>3</sup> )	Объем растворителя Solvent volume	Объем смеси Mixture volume	Объем нефти в отсекающем Oil volume in the cutter	Толщина слоя нефти, см Oil layer thickness, cm	Погрешность измерений Measurement error, %
0,3/55,5	25	41,0	16,0	0,299	0,3
0,6/111,0	43	73,5	30,5	0,569	5,0
1,0/185,0	70	120,0	50,0	0,933	6,7

Лабораторные испытания показали приемлемую точность определения толщины слоя нефти над водой – погрешность измерений не превышает 7 %. При наборе скважинной продукции в емкость общей высотой в 1 м такой результат определения толщины слоя нефти над водой дает погрешность в измерении обводненности не более 0,1 %.

#### Технологии внутрискважинного измерения обводненности пластовой продукции

В изобретениях [30, 31] авторами предложено колоннунососно-компрессорных труб скважины с электроцентробежным насосом рассматривать как гигантский сосуд-пробоотборник, в котором пластовая продукция расслаивается на воду, нефть и газ. По способу [30] нефть и вода остаются в колонне НКТ, а попутный газ постепенно стравливается через пробоотборник в лубрикаторе на устье скважины. Технология по изобретению успешно опробована на нефтедобывающей скважине № 1387 Ново-Елховского месторождения ПАО «Татнефть». Скважина после остановки УЭЦН выдерживалась в течение суток, после чего уровень раздела нефти и воды был определен с помощью резистивиметра. Такой способ определения обводненности скважинной продукции имеет высокую степень достоверности, но требует значительного объема дополнительных исследований, например, необходимы спускоподъемные операции глубинных приборов. К тому же на сутки скважина выводится из эксплуатации, а это ведет к потерям в текущей добыче нефти.

По изобретению [31] межфазные уровни идентифицируются с помощью акустических датчиков, заблаговременно установленных в колонне НКТ выше электроцентробежного насоса. Основным недостатком обоих методов является необходимость остановки скважины и ожидания гравитационного перераспределения флюидов в колонне лифтовых труб.

Обводненность жидкости, находящейся в скважине, может определяться и без остановки потока лифтируемой продукции с помощью различных датчиков и устройств. В статье [32] приведено описание зонда на геофизическом кабеле с пакерующим устройством, в котором в верхней части расположены датчики измерения диэлектрической проводимости поднимающейся вверх жидкости. В нижней части зонда имеется возможность фиксации в неподвижном состоянии определенного объема газожидкостного состава, его гравитационного разделения и определения электрической проводимости водной фазы с последующим определением доли воды в скважинной продукции.

Приведенные выше технологии оценки обводненности скважинной продукции во внутрискважинной зоне можно отнести к третьей группе технологий. Развитие этого направления видится в применении датчиков давления для оценки гидростатического давления, создаваемого скважинной продукцией при подъеме в скважине. По изобретению [33] предложено чуть выше продуктивного пласта в обсадной колонне скважины на фиксированном расстоянии разместить два датчика давления с обратной связью со станцией управления скважины на поверхности земли. При соблюдении двух условий: пластовая продукция имеет эмульсионный характер, а давление в зоне датчиков превышает давление насыщения нефти газом, разность давлений между двумя датчиками можно записать в виде:

$$P_1 - P_2 = \rho_{ж} g (H_1 - H_2) + P_{тр}, \quad (1)$$

где  $P_1$  – давление в зоне нижнего датчика, Па;  $P_2$  – давление в зоне верхнего датчика, Па;  $H_1$  – глубина по вертикали нижнего датчика в м;  $H_2$  – глубина по вертикали верхнего датчика, м;  $\rho_{ж}$  – средняя плотность жидкости между двумя рассматриваемыми датчиками в кг/м<sup>3</sup>;  $P_{тр}$  – потеря давления на трение, Па.

Относительно большой диаметр обсадной колонны скважины и средние дебиты большинства нефтедобывающих скважин предопределяют ламинарный режим движения эмульсии по стволу скважины. Расчеты по формуле Дарси–Вейсбаха показывают, что для эмульсии с высоковязкой нефтью и большим содержанием воды потеря давления на трение  $P_{тр}$  соизмерима с величиной 0,001 МПа, и в расчетах обводненности эмульсии эту составляющую следует учитывать. Плотность двухфазной скважинной продукции при отсутствии свободного попутного нефтяного газа определяется по аддитивной формуле:

$$\rho_{ж} = \rho_{в} f_{в} + \rho_{н} (1 - f_{в}), \quad (2)$$

где  $\rho_{в}$  – плотность воды в кг/м<sup>3</sup> при среднем давлении  $P_{ср} = (P_1 + P_2)/2$ ;  $\rho_{н}$  – плотность пластовой нефти в кг/м<sup>3</sup> при среднем давлении  $P_{ср}$ ;  $f_{в}$  – обводненность скважиной продукции, выраженная в долях от единицы.

Используя формулы (1) и (2), искомая обводненность  $f_{в}$  выражается формулой:



$$f_b = \left( \frac{P_1 - P_2 - P_{тр}}{(H_1 - H_2)g} - \rho_n \right) \left( \frac{1}{\rho_b - \rho_n} \right). \quad (3)$$

По геолого-промысловым данным одного из месторождений северо-запада Башкортостана рассмотрены нефтедобывающие скважины с позиции применимости данной технологии для измерения обводненности пластовой продукции. Добычу нефти из месторождения осуществляют с помощью 90 скважин, из которых 35 оборудованы электроцентробежными насосами и термо-манометрическими системами (ТМС). По критериям: обводненность, давление в зоне датчиков и дебит скважины, только три из рассматриваемых скважин удовлетворяют условиям применимости датчиков давления в качестве инструментальных замеров обводненности во внутрискважинной зоне. Если перенести эту аналогию на месторождения других нефтедобывающих компаний, то объем внедрения предложенной технологии равен примерно 10 % от количества скважин, оборудованных подземной термо-манометрической системой.

В статье рассмотрены основные технологии оценки доли нефти и воды в составе скважиной продукции, показаны причины возможного несоответствия получаемых данных фактическому составу пластовой продукции. Обозначены область и масштабность применения технологий. Для оценки состава добываемой пластовой жидкости с максимальной достоверностью метод измерения, по мнению авторов, должен соответствовать следующим требованиям:

- измерения должны производиться в постоянном режиме времени с заданной частотой на протяжении всего времени эксплуатации скважины и пласта без непосредственного участия персонала предприятия;
- трубопроводный состав должен быть однородным в зоне оценки;
- движение флюидов в скважине должно быть двухфазным без газовой составляющей;
- метод должен быть применим для большинства скважин независимо от величины обводненности и давления насыщения нефти газом.

Этим требованиям удовлетворяет технология, основанная на использовании двух датчиков давления по аналогии с изобретением [33], с тем отличием, что датчики давления устанавливаются на расстоянии 9–10 м друг от друга в насосно-компрессорной трубе, расположенной над глубинным электроцентробежным насосом. Для размещения датчиков выбирают НКТ с максимально допустимым внутренним диаметром по техническим условиям эксплуатации скважины и глубинно-насосной установки. Дополнительно рядом с датчиками давления устанавливают и датчики температуры, так как известно, что после погружного электродвигателя и электроцентробежного насоса температура пластовой продукции значительно повы-

шается (на 15–25 °С). С помощью датчиков температуры необходимо корректировать значения плотности нефти и воды в расчетной формуле (3) по оценке обводненности скважинной жидкости.

Рабочие колеса электроцентробежного насоса вращаются с высокой частотой – до 2 тысяч оборотов в минуту и более, поэтому после сотен ступеней насоса пластовая продукция, независимо от содержания нефти и воды, превращается в гомогенный состав. Вторым обоснованием нового местоположения датчиков давления является то, что после насоса давление повышается до максимального значения в колонне лифтовых труб, и это давление превышает давление насыщения нефти газом. Вследствие этого в зоне датчиков будет существовать только двухфазная система из нефти и попутной воды.

Для максимального снижения потери давления на трение при движении водонефтяной эмульсии вверх в НКТ располагают датчики максимально возможного диаметра, например Ø114 мм.

Схема оборудования скважины для реализации предложенного способа приведена на рис. 3. Информация по датчикам давления и температуры передается на станцию управления и далее на компьютеры технического персонала предприятия.

Данные по обводненности флюидов между датчиками могут носить дискретный во времени характер и тогда их можно оценивать как обводненность скважинной продукции. Средневзвешенная по дебиту жидкости обводненность за длительный промежуток времени, например за сутки или более, может оцениваться уже как показатель продуктивного пласта. Возможные кратковременные поступления жидкости из межтрубного пространства (третья зона) в колонну НКТ (вторая зона) будут соответствовать уже работе продуктивного пласта благодаря существованию материального баланса движения флюидов в рассматриваемых точках сложной трубопроводной системы, такой как скважина.

Зарубежным аналогом описанной технологии является опыт нефтяной компании «Шлюмберже» с использованием датчиков давления на выкиде глубинного насоса и на устье скважины в зоне колонны НКТ [28]. Обводненность лифтируемой по колонне НКТ трехкомпонентной продукции определяется по показаниям датчиков давления и средней плотности каждой из компонент. На наш взгляд, определение средней плотности нефти, газа и попутной воды по стволу подъемных труб – это достаточно наукоемкая и сложная задача для скважинной добычи нефти. Сужение этой задачи сразу в двух направлениях – исключение газовой фазы в расчетах (приближение датчиков давления к глубинному насосу) и достижение гомогенности оцениваемого двухфазного состава путем максимального уменьшения расстояния между датчиками – повышает надежность измерительных процедур.

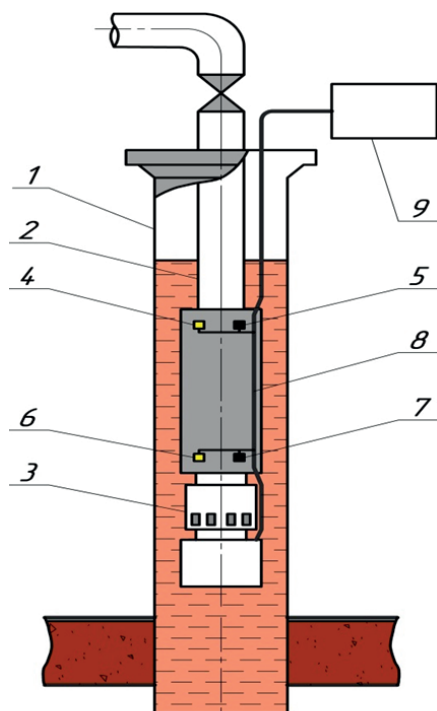


Рис. 3. Схема установки датчиков давления и температуры в скважине: 1 – обсадная колонна скважины; 2 – колонна НКТ; 3 – глубинная насосная установка (ЭЦН) с погружным электродвигателем (ПЭД); 4 – верхний датчик давления; 5 – верхний датчик температуры; 6 – нижний датчик давления; 7 – нижний датчик температуры; 8 – кабель электропитания датчиков и ПЭД, совмещающий функцию обратной связи со станцией управления скважины; 9 – станция управления скважиной

Fig. 3. Installation of pressure and temperature sensors in the well: 1 is the casing string; 2 is the tubing column; 3 is the depth pumping unit (ESP) with submersible motor (SEM); 4 is the upper pressure sensor; 5 is the upper temperature sensor; 6 is the lower pressure sensor; 7 is the lower temperature sensor; 8 is the sensor power supply cable and SEM, which combines the feedback function with the well control station; 9 is the well control station

### Выводы

1. Скважина рассматривается как сложная система, в которой устьевые пробы могут не соответствовать составу пластовой продукции по многим причинам, основными из которых являются: неоднородность газожидкостного потока в точке пробоотбора и влияние межтрубного пространства на состав жидкости, поступающей на прием глубинного насоса.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гончаров А.А., Полторацкий В.М., Слепян М.А. Методы определения обводненности сырой нефти: отечественный и зарубежный опыт // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2008. – № 4. – С. 54–57.
2. Osfouri Shahriar, Azin Reza. An Overview of Challenges and Errors in Sampling and Recombination of Gas Condensate Fluids // Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology. – 2016. – № 3. – P. 1–13.

2. Гомогенизация состава на выкидной линии высокообводненных скважин в точке пробоотбора приводит к снижению доли воды в отбираемых пробах в среднем по исследуемой выборке 75 скважин на 2–3 %.
3. Для объемных проб скважинной продукции разработано и испытано устройство по определению толщины слоя нефти над водой, действие которого основано на снижении вязкости нефти и переводе смеси нефти и растворителя в измерительную делительную воронку. Устройство пригодно и для оценки масштаба аварийно-излившейся нефти в зоне поверхностных водоемов.
4. Внутрискважинный способ оценки компонентного состава лифтируемой по колонне НКТ скважинной жидкости соответствует таким критериям, как репрезентативность, достоверность и технологичность в получении информации. Способ основан на применении двух датчиков давления сразу после электроцентробежного насоса и наличии предварительной информации по лабораторным измерениям плотности нефти и воды при различных термобарических условиях.

### Заключение

По обводненности скважинной продукции оценивают степень выработанности продуктивного нефтяного пласта, эффективность работ, проводимых в объеме пласта и в скважинной зоне. Рассматриваемый параметр является геологическим, технологическим и экономическим критерием оценки многих и основных процессов в нефтедобыче, поэтому в статье уделено пристальное внимание особенностям технологий оценки данной характеристики работы системы «пласт–скважина–насос». Опытно-промысловыми исследованиями выполнена количественная оценка степени гравитационного разделения скважинной продукции. Межтрубное пространство скважины рассматривается в работе как емкость с нефтью и остаточной пластовой водой, способная при несоответствии притока жидкости в скважину производительности глубинного насоса изменить величину истинной обводненности пластовой жидкости. Приведенные в статье технические решения должны повысить точность скважинных измерений состава не только скважинной продукции, но и нефтяного пласта.

3. Yongwei G., Zhiping L., Yugang L. Study on the Wellhead Sampling Method for SAGD of Heavy Oil // 4<sup>th</sup> International Conference on Engineering Technology and Application (ICETA 2017). – Romania, 2017. – P. 155–159.
4. Wellhead Samples of High-Temperature, Low-Permeability Petroleum Reservoirs Reveal the Microbial Communities in Wellbores / S. Zhiyong, Y. Zhi, Z. Fengmin, S. Gangzheng, Z. Weiyao // Energy Fuels. – 2017. – № 3. – P. 1–9.

5. Abdullah T., Mahmood A. Overview of water shutooperations in oil and gas wells; chemical and mechanical solutions // *Chemical Engineering*. – 2019. – № 3. – P. 51–60.
6. Движение газожидкостных смесей в трубопроводах / Г.Г. Корнилов, М.Н. Галлямов, В.Г. Карамышев, В.П. Канахин. – Уфа: Уфимский гос. авиац. техн. ун-т, 1999. – 412 с.
7. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. – Ижевск: ПарацельсПринт, 2015. – 354 с.
8. Чудин В.И. Об отборе образцовой пробы из потока продукции скважины // *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*. – 2003. – № 12. – С. 11–16.
9. Васильевский В.Н., Петров А.И. Оператор по исследованию скважин. – М.: Недра, 1983. – 310 с.
10. Yue L., Weisbrod N., Yakirevich A. Comparative study of methods for delineating the wellhead protection area in an unconfined coastal aquifer // *Water*. – 2019. – № 11. – P. 1168–1185.
11. Plk D., Mattar L., Blasingame T.A. Production data analysis – future practices for analysis and interpretation // *Canadian international petroleum conference*. – Canada, 2007. – № 174. – P. 1–25.
12. The Design of Oil Well Production Engineering Analysis System / Panpan Zhao, Xiufang Wang, Ying Liu, Mengmeng Wu, Wufeng Yue // *The Open Mechanical Engineering Journal*. – 2015. – № 9. – P. 437–442.
13. Water detection and 3-phase fraction measurement systems: Patent USA7834312. 11/625427; Fil. 01.22.2007; Publ. 11.16.2010.
14. Henry M., Tombs M., Zhou F. Field Experience of Well Testing using Multiphase Coriolis Metering // *Flow Measurement and Instrumentation*. – 2016. – № 52. – P. 1–30.
15. Coriolis mass flow metering for three-phase flow: a case study / M. Henry, M. Tombs, M. Zamora, F. Zhou // *Flow Measurement and Instrumentation*. – 2013. – № 30. – P. 112–122.
16. Vasquez M., Beggs H.D. Correlations for Fluid Physical Property Prediction // *Journal of Petroleum Technology*. – 1980. – № 6. – P. 968–970.
17. Water cut monitoring means and method: Patent 5033289A USA. Fil. 01.18.1990; Publ. 07.23.1991.
18. Rapid pulse NMR cut meter: Patent 4785245A USA. Fil. 09.13.1986; Publ. 11.15.1988.
19. Волков М.Г. Методика расчета течения нефтегазовых смесей в стволе вертикальной скважины // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2017. – № 3 (109). – С. 9–42.
20. Способ эксплуатации скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса с частотно-регулируемым приводом: пат. РФ № 2421605. опубл. 20.06.2011. – Бюл. № 17.
21. Разработка нефтяных месторождений: в 4 т. Т. 2. Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин / под ред. Н.И. Хисамутдинова, Г.З. Ибрагимова. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 272 с.
22. Назмиев И.М., Денисламов И.З., Исламова Г.Ш. Гравитационное разделение жидкости на выкидных линиях добывающих скважин // *Проблемы освоения нефтяных месторождений Башкортостана*. – Уфа: Башниинефть, 1999. – С. 153–154.
23. Повышение точности замеров обводненности продукции нефтяных скважин / Ф.Д. Шайдуллин, И.М. Назмиев, И.З. Денисламов, А.Ф. Аминов // *Нефтепромысловое дело*. – 2005. – № 5. – С. 29–31.
24. Пробоотборное устройство для трубопровода: пат. РФ № 2295715. Опубл. 20.03.2007. – Бюл. № 8.
25. Устьевой турбулизатор скважинной продукции: пат. РФ на изобретение № 2483213. Опубл. 27.05.2013. – Бюл. № 15.
26. ГОСТ 2517–85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2011. – 25 с.
27. Исследование способа определения обводненности продукции скважины по пробе, отобранной с полного сечения потока / В.И. Чудин, В.В. Ануфриев, О.В. Жилаев, Р.А. Хакимов, Л.А. Шуваева, К.Н. Ионов – Бугульма: ООО НПО «НТЭС», 2003. – 32 с.
28. Camilleri L., Zhou W. Obtaining Real-Time Flow Rate, Water Cut, and Reservoir Diagnostics from ESP Gauge Data // *SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition held in Aberdeen*. – Scotland, 2011. – P. 164–172.
29. Устройство для отбора пробы нефти с водной поверхности: пат. РФ № 2649438. Опубл. 03.04.2018. – Бюл. № 10.
30. Способ определения обводненности продукции нефтедобывающей скважины: пат. РФ № 2520251. Опубл. 20.06.2014. – Бюл. № 17.
31. Способ одновременно-раздельной эксплуатации нефтяной скважины, оборудованной электроцентробежным насосом: пат. РФ № 2533468. Опубл. 20.11.2014. – Бюл. № 32.
32. Conductance Sensor for Measurement of the Fluid Water Cut and Flow Rate in Production / W.X. Liu, J. Hu, F. Shan et al. // *Chemical Engineering Communication*. – 2009. – V. 197. – P. 232–238.
33. Способ оценки обводненности продукции нефтедобывающей скважины: пат. РФ № 2610941. Опубл. 17.02.2017. – Бюл. № 5.

Поступила 22.10.2018 г.

#### Информация об авторах

**Денисламов И.З.**, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

**Гималтдинов И.К.**, доктор физико-математических наук, профессор кафедры физики Уфимского государственного нефтяного технического университета, профессор Академии Наук Республики Башкортостан.

**Денисламова А.И.**, студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

**Максупов З.А.**, студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 622.276. 5:53.08

## TECHNICAL SOLUTIONS FOR ESTIMATING WATER-CUT OF OIL WELL PRODUCTS

Ildar Z. Denislamov<sup>1</sup>,  
denislamoviz@mail.ru

Ilyas K. Gimaltdinov<sup>1</sup>,  
iljas\_g@mail.ru

Aliya I. Denislamova<sup>1</sup>,  
denislamova2014alia@mail.ru

Zinnat A. Maksutov<sup>1</sup>,  
zinnatmaksutov011197@gmail.com

<sup>1</sup> Ufa State Petroleum Technological University,  
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

**The relevance** of the research is defined by the need for standardization of oil products water-cut determining methods and techniques. **The aim** of the research is to assess the causes and conditions for occurrence of a systematic error in well products composition determining, to minimize errors in water-cut measurements by creating new technologies.

**The objects** of the research are oil producing wells and the processes that occur during the movement of formation products from the bottom of the well to the standard sampler on the outflow line of the wellhead armature.

**The methods** are based on selection of wellhead samples of well products before and after fluid homogenization in the flow line of the well. By the volumetric fluid samples selection technology the oil layer thickness above water was estimated using the developed device in which a fixed oil volume is transferred to a separating funnel by pressure reducing and adding an organic solvent to the oil.

As the result of the research it was observed that in high-watered wells borehole fluid separates under the influence of gravity into layers with different contents of oil and water. Therefore the liquid, which flows into the sampling container, does not correspond to the composition of well products. The possible solutions of the existing sampling problem are considered in the article: the well flow must be homogenized before the standard sampler or the volumetric samples should be taken for a long period of time. The relative error in measuring the proportion of oil and water in volumetric samples using the developed device does not exceed 0,1 % for high-watered wells. The paper considers the alternative method for estimating the well products water-cut, based on using of two pressure sensors in a column of lift pipes above the electric centrifugal pump. The method meets the representativeness requirements of the estimated discrete borehole fluid samples.

### Key words:

Water-cut, well, fluid sample, turbulator, pressure sensor, electric centrifugal pump, tubing.

### REFERENCES

- Goncharov A.A., Poltoratskiy V.M., Slepian M.A. Metody opredeleniya obvodnennosti syroy nefti: otechestvenny i zarubezhny opyt [Methods for determining the crude oil water cut: domestic and foreign experience]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz v neftyanoy promyshlennosti*, 2008, no. 4, pp. 54–57.
- Osfouri Shahriar, Azin Reza. An Overview of Challenges and Errors in Sampling and Recombination of Gas Condensate Fluids. *Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology*, 2016, no. 3, pp. 1–13.
- Yongwei G., Zhiping L., Yugang L. Study on the Wellhead Sampling Method for SAGD of Heavy Oil. *4<sup>th</sup> International Conference on Engineering Technology and Application (ICETA 2017)*. Romania, 2017. pp. 155–159.
- Zhiyong S., Zhi Y., Fengmin Z., Gangzheng S., Weiyao Z. Wellhead Samples of High-Temperature, Low-Permeability Petroleum Reservoirs Reveal the Microbial Communities in Wellbores. *Energy Fuels*, 2017, no. 3, pp. 1–9.
- Abdullah T., Mahmood A. Overview of water shutooperations in oil and gas wells; chemical and mechanical solutions. *Chemical Engineering*, 2019, no. 3, pp. 51–60.
- Kornilov G.G., Gallyamov M.N., Karamyshev V.G., Kanashin V.P. *Dvizhenie gazozhidkostnykh smesey v truboprovodakh* [Gas-liquid mixtures movement in pipelines]. Ufa State Aviation Technical University Publ., 1999. 412 p.
- Galikeev I.A., Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. *Ekspluatatsiya mestorozhdeniy nefti v oslozhnennykh usloviyakh* [Operation of oil fields in complicated conditions]. Izhevsk, Paracel Print Publ., 2015. 354 p.
- Chudin V.I. Ob otbore obratstvoy proby iz potoka produktsii skvazhiny [On selection of a model sample from well production stream]. *Automation, telemechanization and communication in the oil industry*, 2003, no. 12, pp. 11–16.
- Vasilevskiy V.N., Petrov A.I. *Operator po issledovaniyu skvazhin* [The wells exploration operator]. Moscow, Nedra Publ., 1983. 310 p.
- Yue L., Weisbrod N., Yakirevich A. Comparative study of methods for delineating the wellhead protection area in an unconfined coastal aquifer. *Water*, 2019, no. 11, pp. 1168–1185.
- Ilk D., Mattar L., Blasingame T.A. Production data analysis – future practices for analysis and interpretation. *Canadian international petroleum conference*. Canada, 2007. No. 174, pp. 1–25.
- Panpan Zhao, Xiufang Wang, Ying Liu, Mengmeng Wu, Wufeng Yue. The Design of Oil Well Production Engineering Analysis System. *The Open Mechanical Engineering Journal*, 2015, no. 9, pp. 437–442.
- Lievois J. *Water detection and 3-phase fraction measurement systems*. Patent USA7834312, 2010.
- Henry M., Tombs M., Zhou F. Field Experience of Well Testing using Multiphase Coriolis Metering. *Flow Measurement and Instrumentation*, 2016, no. 52, pp. 1–30.

15. Henry M., Tombs M., Zamora M., Zhou F. Coriolis mass flow metering for three-phase flow: A case study. *Flow Measurement and Instrumentation*, 2013, no. 30, pp. 112–122.
16. Vasquez M., Beggs H.D. Correlations for Fluid Physical Property Prediction. *Journal of Petroleum Technology*, 1980, no. 6, pp. 968–970.
17. Percy T. *Water cut monitoring means and method*. Cox. Patent 5033289A USA, 1991.
18. Lew H.S., Schlatter G.L. *Rapid pulse NMR cut meter*. Patent 4785245A USA, 1988.
19. Volkov M.G. Method for calculating the oil and gas mixtures flow in the trunk of a vertical well. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov*, 2017, vol. 109, no. 3, pp. 9–42. In Rus.
20. Latypov A.R., Shayakberov V.F., Ismagilov R.R. *Sposob ekspluatatsii skvazhiny, oborudovannoy ustanovkoy elektrotsentrobezhnogo nasosa s chastotno-reguliruemym privodom* [A method of operating a well equipped with an electric centrifugal pump with a frequency-controlled drive]. Patent RF, no. 2421605, 2011.
21. Khisamutdinova N.I., Ibragimova G.Z. Ekspluatatsiya dobyvayushch i nagnetatelnykh skvazhin [Exploitation of production and injection wells]. *Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* [Oilfields development]. Moscow, VNIIOEHNG Publ., 1994. Vol. 2, 272 p.
22. Nazmiev I.M., Denislamov I.Z., Islanova G.Sh. Gravitatsionnoe razdelenie zhidkosti na vykidnykh liniyakh dobyvayushchikh skvazhin [Gravitational separation of liquid on flowlines of producing wells]. *Problemy osvoeniya neftyanykh mestorozhdeniy Bashkortostana* [Problems of development of oil fields in Bashkortostan]. Ufa, Bashnipineft Publ., 1999. pp. 153–154.
23. Shaydullin F.D., Nazmiev I.M., Denislamov I.Z., Aminov A.F. Povyshenie tochnosti zamerov obvodnennosti produktsii neftyanykh skvazhin [Improving the accuracy of water-cut measurements of oil wells]. *Neftepromyslovoe delo*, 2005, no. 5, pp. 29–31.
24. Denislamov I.Z., Rabartdinov Z.R., Aminov A.F. *Probootbornoe ustroystvo dlya truboprovoda* [Pipeline sampler]. Patent RF, no. 2295715, 2007.
25. Denislamov I.Z., Galimov A.M., Mustafin V.Yu., Enikeev R.M. *Ustevoy turbulizator skvazhinnoy produktsii* [Wellhead borehole turbulator]. Patent RF, no. 2483213, 2013.
26. *GOST 2517–85 Neft i nefteprodukty. Metody otbora prob* [State standard 2517–85. Oil and oil products. Sampling methods]. Moscow, Standartov Publ., 2011. 25 p.
27. Chudin V.I., Anufriev V.V., Zhilyaev O.V., Khakimov R.A., Shuvaeva L.A., Ionov K.N. *Issledovanie sposoba opredeleniya obvodnennosti produktsii skvazhiny po probe, otbrannoy s polnogo secheniya potoka* [Investigation of the method for determining the water cut of the well production using a sample taken from the total flow cross section]. Bugulma, Ltd Ngo NTEHS Publ., 2003. 32 p.
28. Camilleri L., Zhou W. Obtaining Real-Time Flow Rate, Water Cut, and Reservoir Diagnostics from ESP Gauge Data. *SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition held in Aberdeen*. Scotland, 2011. pp. 164–172.
29. Denislamov I.Z., Denislamova G.I., Maksutov Z.A., Kamaltdinov A.R. *Ustroystvo dlya otbora probe nefiti s vodnoy poverkhnosti* [Device for sampling oil from the water surface]. Patent RF, no. 2649438, 2018.
30. Khisamov R.S., Khalimov R.Kh., Khabibrakhmanov A.G., Chupikova I.Z., Aflytunov R.R., Mordagulov L.Z. *Sposob opredeleniya obvodnennosti produktsii nefte dobyvayushchey skvazhiny* [Method for determination the water cut of producing well oil products]. Patent RF, no. 2520251, 2014.
31. Korovin V.M., Adiev I.Ya., Safiullin I.R., Sadrutdinov R.R., Valeev M.D. *Sposob odnovenno-razdelnoy ekspluatatsii neftyanoy skvazhiny, oborudovannoy elektrotsentrobezhnym nasosom* [The method of simultaneous-separate operation of an oil well equipped with an electric centrifugal pump]. Patent RF, no. 2533468, 2014.
32. Liu W.X., Hu J., Shan F. Conductance Sensor for Measurement of the Fluid Water Cut and Flow Rate in Production. *Chemical Engineering Communication*, 2009, vol. 197, pp. 232–238.
33. Denislamov I.Z., Isaev I.Z., Ishbaev R.R. *Sposob otsenki obvodnennosti produktsii nefte dobyvayushchey skvazhiny* [A method for estimating the oil products water cut]. Patent RF, no. 2610941, 2017.

Received: 22 October 2018.

#### Information about the authors

**Ildar Z. Denislamov**, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

**Ilyas K. Gimaltidinov**, Dr. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University; professor, Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan.

**Aliya I. Denislamova**, student, Ufa State Petroleum Technological University.

**Zinnat A. Maksutov**, student, Ufa State Petroleum Technological University.

УДК 553.2:553.434

## ПАРАГЕНЕЗИСЫ МИНЕРАЛОВ И ФОРМЫ ИХ ВЫДЕЛЕНИЯ – КАК ОТРАЖЕНИЕ ЭТАПОВ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МЕДИСТЫХ ПЕСЧАНИКОВ И СЛАНЦЕВ

Трубачев Алексей Иванович<sup>1</sup>,  
jesika-m@yandex.ru

Корольков Алексей Тихонович<sup>2</sup>,  
baley51@mail.ru

Радомская Татьяна Александровна<sup>3</sup>,  
taniaojigova@mail.ru

<sup>1</sup> Забайкальский государственный университет,  
Россия, 672039, г. Чита, ул. Александро-Заводская, 30.

<sup>2</sup> Иркутский государственный университет,  
Россия 664003, г. Иркутск, ул. Карла Маркса, 1.

<sup>3</sup> Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН,  
Россия, 664033, г. Иркутск, ул. Фаворского, 1А.

**Актуальность.** Генетические представления о генезисе месторождений медистых песчаников и сланцев активно обсуждаются в специальной литературе. Несмотря на различные подходы в этой дискуссии, исследование парагенезисов главных рудных минералов разновозрастных месторождений медистых песчаников и сланцев остается критерием достоверности выдвигаемых гипотез.

**Цель:** на основе большого фактического материала по взаимоотношениям главных рудных минералов выделить этапы образования месторождений медистых песчаников и сланцев.

**Объекты:** месторождения и рудопроявления медистых песчаников и сланцев Кодаро-Удоканской зоны и сравнительный анализ полученных результатов по другим 74 меденосным зонам.

**Методы:** проведение геологоразведочных работ с изучением закономерностей размещения, условий образования, особенностей строения, вещественного состава месторождений и рудопроявлений медистых песчаников и сланцев; минераграфические исследования парагенезисов главных рудных минералов.

**Результаты.** В рудах месторождений медистых песчаников и сланцев установлены многочисленные минералы, которые, срастаясь между собой, образуют парагенетические ассоциации, разделенные по степени распространения на главные, второстепенные и редкие, а по условиям формирования – на седиментационно-диагенетические, постдиагенетические и гипергенные. Между минералами отмечаются самые разнообразные структурные взаимоотношения (пластинчатые, решетчатые, взаимопроникающих границ, субграфические, замещения, зернистые, коррозионные, порфиробластические и др.). Наиболее характерны формы выделения отдельных минералов и их парагенезисов: вкрапленная, пятнистая, слоистая (параллельная, ритмично-пачечная, волнистая, косая), конкреционно-глобулярная, прожилковая, каемчатая, линзовидная, гнездовая, просечковая, коллоидная, порошковато-землистая, натечная и др., которые в целом отражают основные этапы формирования пород и руд месторождений медистых песчаников и сланцев: седиментогенез–диагенез–катагенез–метаморфизм–гипергенез. Формирование минералов, их парагенезисов и форм выделения определяется при седиментогенезе: величиной рН, карбонатностью среды, литолого-фациальной обстановкой, климатом; при диагенезе: величинами Eh и рН среды рудообразования, растворимостью сульфидов, концентрацией металлов, сульфат-ионов и H<sub>2</sub>S; при катагенезе и метаморфизме: повышенными температурами и давлениями, действием метаморфогенных и постмагматических растворов; при гипергенезе: реакциями окисления и восстановления, электрохимическими и бактериальными процессами, зависимыми от гипсометрии, тектоники, литологических особенностей, климата, минерального состава первичных руд.

### Ключевые слова:

Месторождения медистых песчаников и сланцев, парагенезис минералов, структура, текстура, формы выделения, этапы, условия формирования.

### Парагенезисы минералов, их структурные взаимоотношения и формы выделения

Под парагенетической ассоциацией понимается естественная совокупность минералов, характеризующаяся определенным составом, структурно-текстурными взаимоотношениями слагающих индивидов и агрегатов, обусловленными определенной последовательностью возникновения минералов и закономерностями распространения [1]. В этом определении учитываются структурно-текстурные взаимоотношения минералов, их состав,

распределение в пространстве, последовательность появления во времени.

Анализ материала по 74 меденосным зонам и провинциям месторождений медистых песчаников и сланцев (ММПС) позволил выделить парагенезисы по степени распространения: главные, второстепенные и редкие; по условиям формирования: седиментационно-диагенетические, постдиагенетические и гипергенные (таблица).

Главные парагенезисы представлены взаимоотношениями основных рудообразующих минера-

лов. При минераграфическом исследовании в рудах медистых песчаников и сланцев Удоканского месторождения выявлен халькозин двух модификаций: 1)  $\beta$ -халькозин, или собственно халькозин моноклинной сингонии, обнаруженный в парагенезисе с борнитом и имеющий гипогенное происхождение; 2)  $\alpha$ -халькозин, или дигенит, – тригональная низкотемпературная модификация, которая формируется в результате распада неустойчивой гексагональной высокотемпературной модификации халькозина и имеет гипергенный генезис. Минералы халькозиновой группы весьма тесно связаны с борнитом (рис. 1, *z-e*). Выделяются два главных типа сростания этих минералов: взаимопроникающих структур и субграфических, свидетельствующих об их близко одновременном формировании, иногда с признаками замещения борнита халькозином. В группе халькозина постоянно отмечаются тесные сростания собственно халькозина, джарлеита и дигенита (рис. 1, *a-b*). Структурные взаимоотношения этих минералов вполне определенные: пластинчатые, решетчатые, пятнистые, свидетельствующие об их близко одновременном образовании [2].

К важнейшему парагенезису медистых песчаников и сланцев относится борнит-халькопиритовый (рис. 1, *ж-и*). В их взаимоотношениях намечаются сростания типа взаимопроникающих структур, иногда с признаками замещения халькопирита борнитом или, наоборот, борнита халькопиритом. В большинстве же случаев трудно сказать, какой из этих минералов образовался раньше, а какой позднее.

Довольно широко развит парагенезис халькопирит-пирит (рис. 1, *к-м*). В малоизмененных рудах признаки коррозии пирита халькопиритом проявлены слабо, тогда как в метаморфизованных рудах это явление выражено довольно отчетливо. Нередко в этих же метаморфизованных рудах можно наблюдать появление порфиробластовых кристаллов пирита на фоне сплошных или крапленых выделений халькопирита или пирротина (рис. 1, *л, м*).

Некоторые исследователи [3] считают, что только сростания соседних сульфидов: борнит-халькозин, борнит-халькопирит, халькопирит-пирит, стоящих в зональных рядах близко, являются парагенетическими и термодинамическими устойчивыми и равновесными. Отсюда делается, на наш взгляд, неверный вывод о том, что сульфиды, стоящие в разных частях зонального ряда, не являются парагенезисами, т. к. они осаждались неодновременно из разных по происхождению растворов или вследствие резких изменений условий рудогенеза. Этому выводу противоречат факты почти одновременного образования главных минералов и так называемые промежуточные парагенезисы: халькозин-борнит-халькопирит и борнит-халькопирит-пирит, структурные сростания которых, как и соседних парных минералов борнит-халькозин, халькопирит-борнит и др., свидетельствуют об их синхронности.

А.М. Лурье считает эти сростания разновременными и неустойчивыми – вначале образовался пирит, а потом через какое-то время из вновь поступающих меденосных растворов шло осаждение медных сульфидов [3]. Однако наблюдения показывают, что часто (особенно в конкрециях) пирит и халькозин чередуются попеременно друг с другом, или, наоборот, пирит окаймляет халькозин либо борнит. Этому явлению можно дать другое объяснение. Сульфиды меди осаждались чуть раньше пирита, а иногда и близко одновременно. Хорошо известно [4], что термодинамика этого процесса определяется количеством органики. Когда ее мало, то, действительно, в первую очередь осаждаются сульфиды меди, а на осаждение пирита ее уже не хватает. Поэтому-то и не видим совместно сроставшихся сульфидов меди и железа в рудах медистых песчаников. Другое дело – медистые сланцы, в которых содержание органики в несколько раз выше, чем в песчаниках, поэтому ее количества хватает на формирование и медистых сульфидов, и пирита, совместное нахождение которых мы и наблюдаем во многих районах.

Парагенезис галенита и сфалерита, иногда теннантита и других минералов с медными сульфидами в большинстве случаев относится к второстепенным, хотя в некоторых месторождениях (Джезказган, Мансфельд, Польша и др.) его вполне можно считать главным. Во взаимоотношениях галенита и сфалерита с медными сульфидами чаще всего отмечаются взаимопроникающие структуры, когда нельзя с твердой уверенностью определить более ранний и поздний минерал. Следует отметить, что галенит ассоциирует чаще с борнитом, хотя отмечены его сростания также с халькозином, халькопиритом и теннантитом, в то время как сфалерит сростается больше с халькопиритом и, естественно, с галенитом, а также с теннантитом, пиритом, очень редко с халькозином. Из этого можно заключить, что термодинамические условия роста сфалерита более благоприятны в халькопиритовой и пиритовой зонах.

В рудах меденосных формаций встречается довольно большое число редких минералов, которые тесно ассоциируют с основными медными сульфидами. Виттихенит установлен в рудах Кодаро-Удоканской, Предсудетской, Западнопредальпийской зон, ряде проявлений Северо- и Южноафриканской провинций. Сростается он чаще всего с борнитом и халькозином, нередко в кварц-кальцитовых прожилках образует более крупные гнезда и просечки. В зоне окисления по трещинкам в нем развиваются прожилки бисмутосферита (бисмутит). Из других висмутовых минералов с медными сульфидами ассоциируют иногда самородный висмут (Джезказган, Красное, Мангышлак), висмутин (Африканские проявления), которые, так же как и виттихенит тяготеют к борнитовой зоне.

Молибденит в качестве редкого минерала встречается довольно часто, находится в парагенетических связях с борнитом и халькопиритом, а

**Таблица.** Состав, формы выделения и этапы формирования парагенезисов минералов меденосных зон и провинций ММПС [2–69]  
**Table.** Composition, forms of recognition the stages of formation of parageneses of minerals in copper-bearing zones and CSSD provinces [2–69]

Седиментационно-диагенетические парагенезисы Sedimentation-diagenetic parageneses	Постдиагенетические парагенезисы Postdiagenetic parageneses	Гипергенные парагенезисы Hypergenic parageneses
<b>Донецкая зона (нижняя пермь)/Donetsk zone (lower Perm)</b>		
1. Cc – Bn 2. Bn – Chp 3. Chp – Py 4. Cc – Py – Mrc 5. Chp – Bn – FO – Gn – Cc 6. Gn – Sph – Py – Mrc 7. Cin – Gn – Py – Sph	1. Bn – Cc 2. Bn – Chp 3. Py – Chp – Bn – Cc 4. Chp – Py – Cal	1. Cv – Mal – Az 2. Tnr – Cup – Mal – FeH – Chrs 3. Cer – Smth – FeH – Mal – Az
Вкрапленная, конкреционная, псевдоморфозы по растительным и животным остаткам, глобулы, оолиты, послонные образования Disseminated, concretionary, pseudomorphs on plant and animal fossils, globules, oolites, layered formations	Прожилки, гнездово-линзовидная, явление замещения Streaks, nest- and lens-shaped, replacement	Корочки, плёнки, почки, каёмки, прожилки, псевдоморфозы Crusts, films, buds, rims, streaks, pseudomorphs
<b>Юг Сибирской платформы (кембрий)/South of Siberian platform (Cambrian)</b>		
1. Cc – Bn (Py) 2. Bn – Chp – Tnt – Gn (Sph) 3. Chp – Py – Bn – Asp (Mol) 4. Cc – Bn – Au (Ag)	1. Chp – Bn – Hm 2. Chp – Bn – Gn – Cal 3. Chp – Py – Cal	1. Cc – Cv – Mal – Az 2. Cup – Tnr – Cu – Lm 3. Chp – Bn – Cc – Cv
Вкрапленная, слоистая, конкреции, оолиты, глобулы, псевдоморфозы Disseminated, layer, concretions, oolites, globules, pseudomorphs	Прожилки, гнёзда, сгустки, просечки Streaks, nests, clots, flasers	Каёмки, натёки, корочки, пластинчато-решётчатые, сферолиты, землистые массы Rims, incrustations, crusts, lamellar-lattice, spherulites, earthy accumulations
<b>Юг Сибирской платформы (венд) / South of Siberian Platform (Vendian)</b>		
1. Bn – Cc (Dg, Dj, Anl, Au – Ag) 2. Bn – Chp (Car) 3. Chp – Tnt – Py – Sph 4. Chp – Py – Flt – Bar (Bn)	1. Bn-Cc (Dj) – Cal (Qz) 2. Bn – Cc – Gn 3. Bn – Chp – Hm – Qz (Cal) 4. Hm – Mgt	1. Синий/blue Cv – Anl – BnA 2. Cc – Cv – Dg – Mal – Az – Lm 3. Chp – Bn – Cv
Вкрапленная, слоистая, глобулы, конкреции Disseminated, layer, globules, concretions	Прожилки, гнёзда, линзочки, просечки Streaks, nests, lenses, flasers	Каёмки, прожилки, налёты, корочки, землистые массы, пластинчато-решётчатые формы Rims, streaks, incrustations, crusts, earthy accumulations, lamellar-lattice forms
<b>Кодаро-Удоканская зона/Kodar-Udokan area</b>		
1. Bn – Cc – Dg (Ag, Au, Mol, Car) 2. Bn – Chp – Tnt (Car, Mol) 3. Chp – Tnt – Gn – Sph – Py (Asp, Mol, Mrc) 4. Chp – Py – Po (Mlr, Asp) 5. Mgt – Hm – Zrn – Apt (MC)	1. Bn – Cc – Cal – Qz – Fsp 2. Bn – Cc – Hm – Mgt 3. Chp – Ilm – Mgt 4. Chp – Py – Po – Mgt – Ilm – Bt (Grph, Tnt) 5. Py – Hm – Mgt 6. Chp – Py – Qz – Fsp – Cal (Gn, Sph) 7. Chp – Py – Po – Sph – Bt – Pl – Cb – Chl (Asp, Mol)	1. Cc – Cv – Bn – Mal – Az – Tnr – Cu – Chrs – Cup – Lm 2. Brch – Chlc – Antl – Gy – Jr – Cv – Cc – Lm 3. Промпродукты/Industrial Products: Mrc – Py – Mlk – Lm
Вкрапленная, слоистая, каёмчатая, конкреции (?) Disseminated, layer, rims, concretions (?)	Просечки, прожилки, сланцеватые формы, гнёзда, линзы, крупные агрегаты, метакристаллы, порфиобласты, конкреции (?) Flasers, streaks, shale forms, nests, lenses, large aggregates, metacrystals, porphyroblasts, concretions	Прожилки, каёмки, сферолиты, псевдоморфозы, землистые массы, натёки, корки, пластинчато-решётчатые формы Streaks, rims, spherulites, pseudomorphs, earthy accumulations, incrustations, crusts, lamellar-lattice forms
<b>Джезказганское месторождение (карбон)/Dzhezkazgan deposit (Carbon)</b>		
1. Cc – Dj – Dg – Anl 2. Bn – Cc (Ag, Dmk, Alg) 3. Bn – Chp – Dg – Dj 4. Cc – Bn – Gn – Bth 5. Bn – Chp – Gn – Sph – Py – Mrc 6. Cc – Bn – Gn 7. Gn – Sph – FO – Chp 8. Chp – Bn (Dzh) 9. Chp – Py 10. Py – Mrc – Chp – Asp 11. Bn – Chp – Bth – Gn – Cal	1. Qz – Bar – Gn – Sph – Cc – Bn – Chp 2. Cal – Bar – FO – Chp – Asp 3. Cal – Py – Mrc – Chp – Sdr – Gy 4. Cal – Bth 5. Cal – Ag 6. Bn – Cc – Cal – Qz 7. Bn – Cc – Chp – Hm	1. Cc – Cv – Brch – Cu – Cup – Mal – Az – Lmp 2. Nntk – Atk – Antf – Btl – Psmal – Chrs – Mal – Az – Lm 3. Hll – Med – Chrs – Opl – Chlcd – оксиды Mn/Mn oxides – Mal – Az – Psmal 4. Bv – Atk – Lnr – Mal – Cer – Antl – Ntr
Слоистая, вкрапленная, конкреции, рулетоподобные и оползневые формы, кластические дайки (вкрапленность) Layer, disseminated, concretions, roll-like and landslide forms, clastic dikes (impregnation)	Прожилки, просечки, гнёзда, линзы, зальбанды трещин, секреции, брекчии Streaks, flasers, nests, lenses, salband cracks, secretions, breccia	Каёмки, прожилки, натёки, корочки, коллоидные, зернистые агрегаты, секреции, кристаллы Rims, streaks, incrustations, crusts, colloform, granular aggregates, secretions, crystals



Окончание таблицы

Table

Седиментационно-диагенетические парагенезисы Sedimentation-diagenetic parageneses	Постдиагенетические парагенезисы Postdiagenetic parageneses	Гипергенные парагенезисы Hypergenetic parageneses
Айнакское месторождение (венд)/Aynak deposit (Vend)		
1. Bn – Chp (Mol) 2. Chp – Py (Cob, Sml, Grsd, Ann, Saf) 3. Py – Chp – Po, Grph (Glc, Pn, Mlr) 4. Sph, Chp, Py – Mrc	1. Po – Chp – Bn 2. Mgt – Ilm – Chp – Bn 3. Qz – Hm 4. Qz – Dol – Chp – Fsp	1. Cc – Cv – Dg – Cu – Mal – Az – Cup – Lm 2. Brch – Chlc – Chrs 3. Ery – Khv – Lmp – Psm – Lm
Слоистая, вкрапленная Layer, disseminated	Гнёзда, линзы, просечки, крупные агрегаты, прожилки, сланцеватые формы Nests, lenses, flasers, large aggregates, streaks, shale forms	Прожилки, каёмки и псевдоморфозы, землистые массы Streaks, rims and pseudomorphs, earthy accumulations
Гарц-Тюрингенская зона (пермь верхняя)/Harz-Thuringian zone (upper Perm)		
1. Bn – Cc – Dg (Ag, Strm) 2. Bn – Chp – Py – Mrc – Gn – Sph (Dg, Cv) 3. Chp – Py – Tnt – Ln – Mlr – Eng 4. Gn – Sph – Chp – Py – Mrc (Po, Asp) 5. Cv – Id – Py – Chp	1. Cc – Bn – Hm – Gn – Sph 2. Bn – Chp – Cal 3. Gn – Sph – Py – Chp – Cal	1. Cc – Cv – Dg – Id – Bn – Cu – Cup – Tnr – Mal – Az – Lm
Вкрапленная, слоистая, конкреции, глобулы, фитоморфозы, зооморфозы Disseminated, layer, concretion, globules, phytomorphoses, zoomorphoses	Просечки, прожилки, гнезда, линзы Flasers, streaks, nests, lenses	Каёмки, прожилки, псевдоморфозы Rims, streaks, pseudomorphs
Предсудетская зона (верхняя пермь)/Fore-Sudetic zone (Upper Perm)		
1. Cc – Dj – Anl – Dg – Bn – Chp – Py – Cv (Id, Bth – Glc) 2. Bn – Chp – Sph – Gn – Py – Mrc (Luz) 3. Bn – Chp – FO – Eng – Gn – Fam – Saf – Cob – Chlo 4. Cc – Bn – FO – Chp – Ag – Strm (Jal, Ac, Au, Sg) 5. Chp – Bn – Cc – FO – Cv – Nst – Thch 6. Dg – Cv – Pd – Cst – Mol – Wt – Saf – Grsd – Cob		1. Chp – Cv – Bn – Py – Tnr – Dlf – Mal – Az – Cu – Lm – Chrs 2. Pw – Mlb – Wulf – Kch – Chil 3. Ann – Ery – Smth – Cer
Вкрапленная, слоистая, конкреции, глобулы, фито- и зооморфозы Disseminated, layer, concretion, globules, phytomorphoses, zoomorphoses	Просечки, прожилки, гнезда, линзы Flasers, streaks, nests, lenses	Прожилки, каёмки, натёки, присыпки, землистые массы, секреции, кристаллы, псевдоморфозы Streaks, rims, incrustations, powders, earthy accumulations, secretions, crystals, pseudomorphs
Заирская зона (венд)/Zaire Zone (Vendian)		
1. Cc – Dg – Anl – Dj – Bn (Bth, Wt, Au, Ag) 2. Bn – Chp (Id) – Car – Tnt – Gn (Sph, Ger, Ren, Ur, Gll, Mol, Ln) 3. Chp – Py – Gn – Sph – Urph – (Po, Mrc, Asp, Ctt, Ln) 4. Py – Jsp	1. Chp – Bn, Qz – Py (Bth, Gn, Sph) 2. Bn – Cc – Chp – Qz – Cal 3. Mgt – Ilm – Chp – Chl 4. Chp – Bn – Po (Hm, Mgt) 5. Anl – Chl 6. Qz – Cal – Py	1. Cc – Cv нормальный и синий/normal and blue – Dg – Gt – Id – Mal – Chrs (Cu – Psmal, Lb) 2. Mal – Az – Arch – Cer – Rs – Smth – Sreb 3. Cup – Brch – Chlc – Chrs – Dpt 4. Bcq – Cur – Urph – Ks (Sg и др. / etc.)
Слоисто-вкрапленная, конкреции (?), фрамбонды, фитоморфозы, почки, нодулы Layered-disseminated, concretion (?), framboids, phytomorphoses, buds, nodules	Прожилки, метасоматические тела, брекчии, штокверки, гнёзда, просечки, линзы Streaks, metasomatic bodies, breccias, stockworks, nests, flasers, lenses	Прожилки, каёмки, корочки, секреции, псевдоморфозы, землистые массы Streaks, rims, crusts, secretions, pseudomorphs, earthy accumulations
Замбийская зона (венд)/Zambian Zone (Vendian)		
1. Cc – Bn (Dg, Car, Ag, Au) 2. Bn – Chp – Car – Ln – Mol (Sph, Gn, Brn, Cof, Ur, Wlf) 3. Chp – Py – (Po, Ml, Ln, Sph, Ur) 4. Py – Car – Chp 5. Chp – Bn – Car – Pn кобальтовый/Pn cobaltic	1. Qz – Cal – Fsp – Bn – Cc – Chp (Ur, Anh) 2. Bn – Chp – Hm – Mgt 3. Chp – Py – Po – Mgt – Car – Mus – Chl	1. Cc – Dg – Cv – Mal – Az – Cu – Cup 2. Chrs – Verm – Lm (Chlc), Dpt 3. Chp – Bn – Cc-Cv
Вкрапленная, слоистая, конкреции (?), оползневые и другие долитификационные формы Disseminated, layer, concretion (?), landslides and other forms of prelithification	Прожилки, гнёзда, линзы и полосы вдоль кливажа и трещин Streaks, nests, lenses and stripes along the cleavage and cracks	Прожилки, каёмки, псевдоморфозы, пластинчато-решётчатые формы Streaks, rims, pseudomorphs, lamellar-lattice forms

*Примечание: в скобках указаны второстепенные минералы/Note: Minor minerals are shown in parentheses. Сокращения/Abbreviations:* Ac – акантит/acanthite, Ag – серебро самородное/native silver, Alg – альгодонит/algodonite, Anh – анзидрит/anhidrite, Anl – анилит/ani-lite, Ann – аннабергит/annabergite, Antf – антофагосит/antofagosit, Antl – антлерит/antlerite, Apt – апатит/apatite, Arch – аурихальцит/aurichalcite, Asp – арсенопирит/arsenopyrite, Ath – атакамит/atacamite, Au – золото/gold, Az – азурит/azurite, Bar – барит/barite, Bec – беккерелит/becquerelite, Bn – борнит/bornite, BnA – борнит аномальный/bornite abnormal, Brch – брошантит/brochantite, Brn – браннерит/branpnerite, Bt – биотит/biotite, Bth – бетехтинит/betekhtinite, Btl – боталлакит/botallackite, Bv – биверит-(Cu)/be-averite-(Cu), Cal – кальцит/calcite, Car – карролит/carrolite, Cb – карбонат/carbonate, Cc – халькозин/chalcocite, Cer – церуссит/ce-rusite, Chil – чиллагит/chillagite, Chl – хлорит/chlorite, Chlc – халькантит/chalcanthite, Chlcd – халцедон/chalcedony, Chlo – хлоантит/chloanthite, Chp – халькопирит/chalcopyrite, Chrs – хризокolla/chrysocolla, Cin – кобальтин/cinnabar, Cob – коноварь/cobaltite, Cof – коффинит/coffinite, Cst – кастэинит/castaingite, Ctt – каттерит/cattierite, Cu – медь самородная/native copper, Cup – куприт/cu-prite, Cur – кюриит/curite, Cv – ковеллин/covellite, Dg – дигенит/digenite, Dj – джарлеит/djurleite, Dlf – дельфоссит/delafossite, Dmk – до-мейкит/domeykite, Dol – доломит/dolomite, Dpt – диоптаз/diopside, Dzsh – джезказганит/dzhezkazganite, Eng – энаргит/enargite, Ery – эритрин/erythrite, FeH – гидроксиды железа/iron hydroxides, Fat – фаматинит/famatinite, Flt – флюорит/fluorite, FO – блеклые руды/faded ore, Fsp – полевые шпаты/feldspar, Ger – германит/germanite, Gl – галенит/galena, Glc – глаукодит/glaucodot, Gll – гал-лит/gallite, Grph – графит/graphite, Grsd – герсдорфит/gersdorffite, Gt – гётит/goethite, Gy – гипс/gypsum, Hll – галлуазит/halloysite, Hm – гематит/hematite, Id – идаит/idaite, Ilm – ильменит/ilmenite, Jal – ялаит/jalpaite, Jr – ярозит/jarosite, Jsp – яшма/jasper, Kch – кёхлинит/koechlinite, Khv – ховуаксит/khovuaksite, Ks – казолит/kasolite, Lb – либетенит/libethenite, Lm – лимонит/limonite, Lmp – лампадит/lampadite, Ln – линнеит/linnaeite, Lnr – линарит/linarite, Luz – люзонит/luzonite, Mal – малахит/malachite, MC – минералы шиха/pseudomalachite minerals, Med – медмонит/medmontit, Mgt – магнетит/magnetite, Ml – мелонит/melonite, Mlb – молиб-дит/molybdenite, Mlk – мельниковит/melnikovite, Mlr – миллерит/millerite, Mol – молибденит/molybdenite, Mrc – марказит/marcasite, Mus – мусковит/muskovite, Nntk – нантокит/nantokite, Ntr – нонтронит/nontronite, Nst – настурит/nasturite, Opl – опал/opal, Pd – палладий/palladium, Pl – плагиоклаз/plagioclase, Pn – пентландит/pentlandite, Po – пирротин/pyrrhotite, Psm – псиломелан/psilome-lane, Psmal – псевдомалахит/pseudomalachite, Pw – повеллит/powellite, Py – пирит/pyrite, Qz – кварц/quartz, Ren – реньерит/renierite, Rs – розазит/rosasite, Saf – саффорит/safflorite, Sdr – сидерит/siderite, Sg – зигенит/siegenite, Sml – смальтит/smaltite, Smth – смит-сонит/smithsonite, Sph – сфалерит/sphalerite, Sreb – сферокобальтит/spherocobaltite, Strm – штроейерит/stromeyerite, Thch – тучо-лит/thucholite, Tnr – тенорит/tenorite, Tnt – теннантит/tennantite, Ur – уранинит/uraninite, Urph – уранофан/uranophane, Verm – вер-мукулит/vermiculite, Wlf – вольфрамит/wolframite, Wt – виттихенит/wittichenite, Wulf – вульфенит/wulfenite, Zrn – циркон/zircon.

также с пиритом, пирротинем и другими минера-лами.

Карролит теснее всего связан с борнитом (рис. 1, н) и халькопиритом, реже – с пиритом, сфалеритом. В целом он относится к редким мине-ралам (Юдаро-Удоканская, Прибайкальская, Французская провинция и зоны), однако в рудах Заир-Замбийского пояса образует промышленные скопления. В этом же поясе кроме карролита уста-новлены другие кобальтовые минералы: каттэ-рит, кобальтин, линнеит, кобальтовые пентлан-дит и пирит, ассоциирующие с минералами халь-копирит-пиритовой зоны: пиритом, халькопири-том, линнеитом, джайпуритом, а через борнит и

дигенит и с минералами борнит-халькозиновой зоны [5].

Серебро самородное является сквозным и по-стоянно присутствующим минералом в рудах поч-ти всех провинций и зон. Глобальная закономер-ность в размещении этого минерала – приурочен-ность его главным образом к халькозиновой, реже борнитовой и еще реже халькопирит-пиритовой зоне, где он в виде мелких зерен сростается с мине-ралами указанных зон. Кроме самородной формы серебро проявляется в виде штроейерита, дис-кразита, полибазита, аргентита и электрума, при-мерно в тех же минеральных зонах, что и самород-ное серебро [6].

**Рис. 1.** Парагенезисы минералов в медистых песчаниках и сланцах, Удокан. Микрофотографии выполнены в отражённом свете. А–В) парагенезисы минералов халькозинового ряда: А) андроморфное выделение дигенита (Dg) в сростании с джарлеитом (Dj) и идиоморфным кристаллом гематита (Hm), магнетитом (Mgt) и джарлеитом (Dj). Ковеллин (Cv) замещает дигенит (Dg) и джарлеит (Dj). Гётит (Gt) в агрегате сульфидов меди в виде прожилковых выделений, по краю – в виде каёмки; В) сростание борнита (Bn), дигенита (Dg) и джарлеита (Dj); Г–Е) парагенезис халькозин-борнит (Cc-Bn) в структурах взаимопроникающих границ и субграфических; Ж–И) борнит-халькопи-ритовый парагенезис (Bn-Chp) в рудах медистых песчаников; К) зернистая структура сростания пирита (Py) и халькопири-та (Chp), по краю сульфидов в виде каймы образуется ковеллин (Cv); Л, М) порфиробласты пирита (Py) в сростании с халь-копиритом (Chp); Н) парагенезис редких минералов в рудах медистых песчаников – карролит (Crr) в халькозине (Cc); О, П) минералы седиментогенного этапа; О) обломочные и новообразованные минералы тяжёлого шиха в тонком прослое в песча-нике: мартит (Mrt) – псевдоморфозы гематита по магнетиту, циркон (зональный кристалл), идиоморфные кристаллы пор-фиробластов магнетита (Mgt); П) замещение окатанных зёрен пирита (Py) гётитом (Gt)

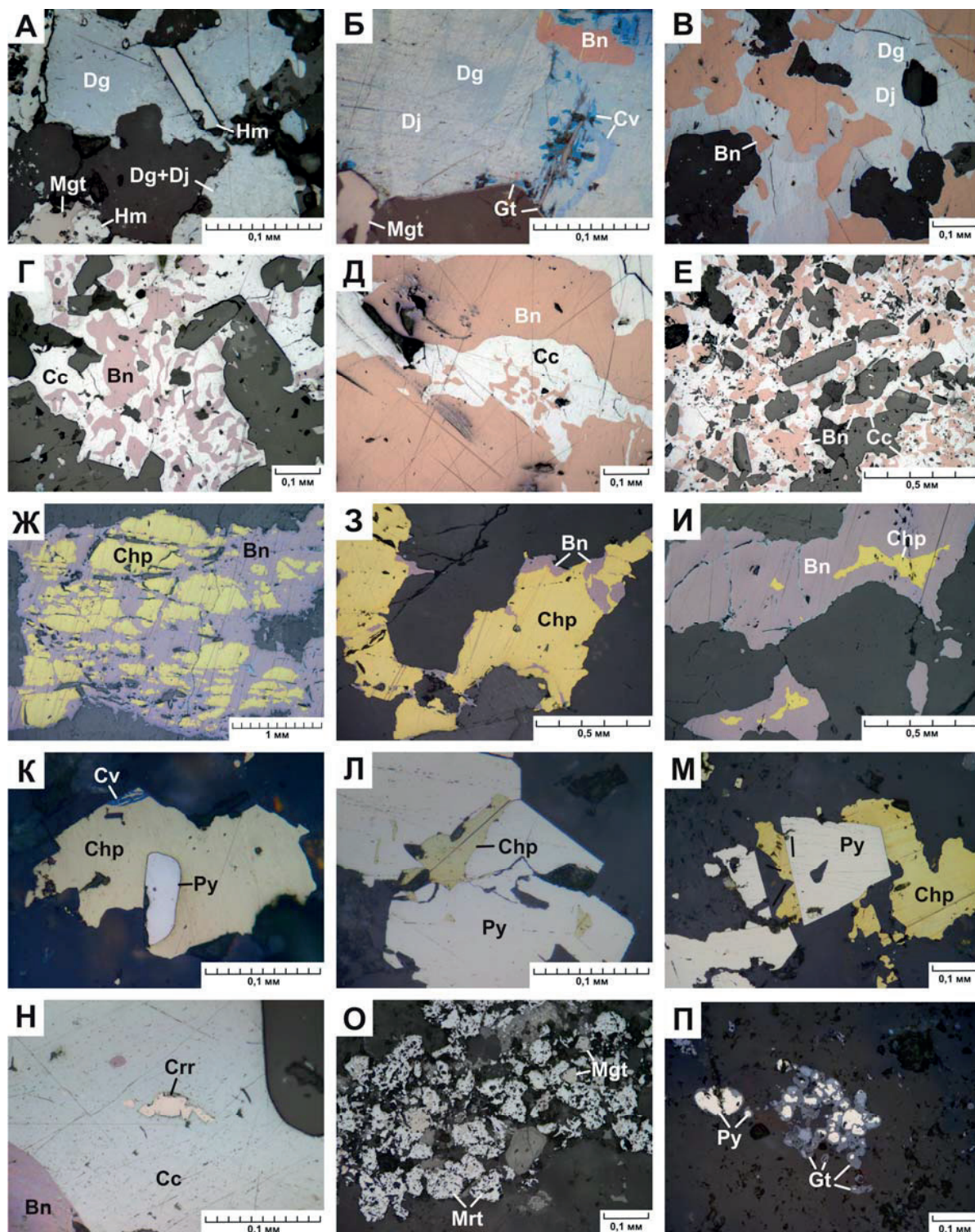
**Fig. 1.** Mineral paragenesis in cupriferous sandstones and shales, Udokan. Micrographs are taken in reflected light. A–B) paragenesis of chal- cocite minerals; A) anhedral grain of digenite (Dg) with djurleite (Dj) and euhedral crystal of hematite (Hm), magnetite (Mgt) grain partly replaced and rimmed by hematite; B) accretion bornite (Bn), digenite (Dg) and djurleite (Dj). Covellite (Cv) replaces digenite (Dg) and djurleite (Dj). Goethite (Gt) is within the aggregate of copper sulfides and on the edge in the form of streaky secretions and on the edge in the form of a rim; B) accretion of bornite (Bn), digenite (Dg) and djurleite (Dj); Г–Е) chalcocite-bornite (Cc-Bn) paragenesis in the struc- tures of interpenetrating and subgraphic boundaries; Ж–И) bornite-chalcopyrite paragenesis (Bn-Chp) in cupriferous sandstone ores; К) granular structure of the accretion of pyrite (Py) and chalcopyrite (Chp). Covellite (Cv) is formed along the edge of the sulfides as a border; Л, М) pyrite porphyroblasts (Py) in accretion with chalcopyrite (Chp); Н) paragenesis of rare minerals in the ores of cuprife- rous sandstones – carrolite (Crr) in chalcocite (Cc); О, П) minerals of the sedimentary stage; О) detrital and newly formed heavy mi- nerals in a thin interlayer in sandstone: martite (Mrt) – hematite pseudomorphs on magnetite, zircon (zonal crystal), euhedral crystals of magnetite porphyroblasts (Mgt); П) replacement of rounded pyrite grains (Py) by goethite (Gt)

Золото самородное в отдельных месторождениях и провинциях (Сибирская платформа, Габон-Ангольская зона, Заир-Замбийский пояс и др.) образует мелкие изометричные и таблитчатые зерна, связывается большей частью с минералами борнит-халькозиновой зоны, хотя отмечается также в пирит-халькопиритовой. Может вообще в свободном виде встречаться в цементе вмещающих пород,

образуя каемкой вторичного золота или находиться вместе с минералами тяжелого шлиха: апатитом, турмалином, цирконом, магнетитом и др.

#### Этапы формирования парагенезисов

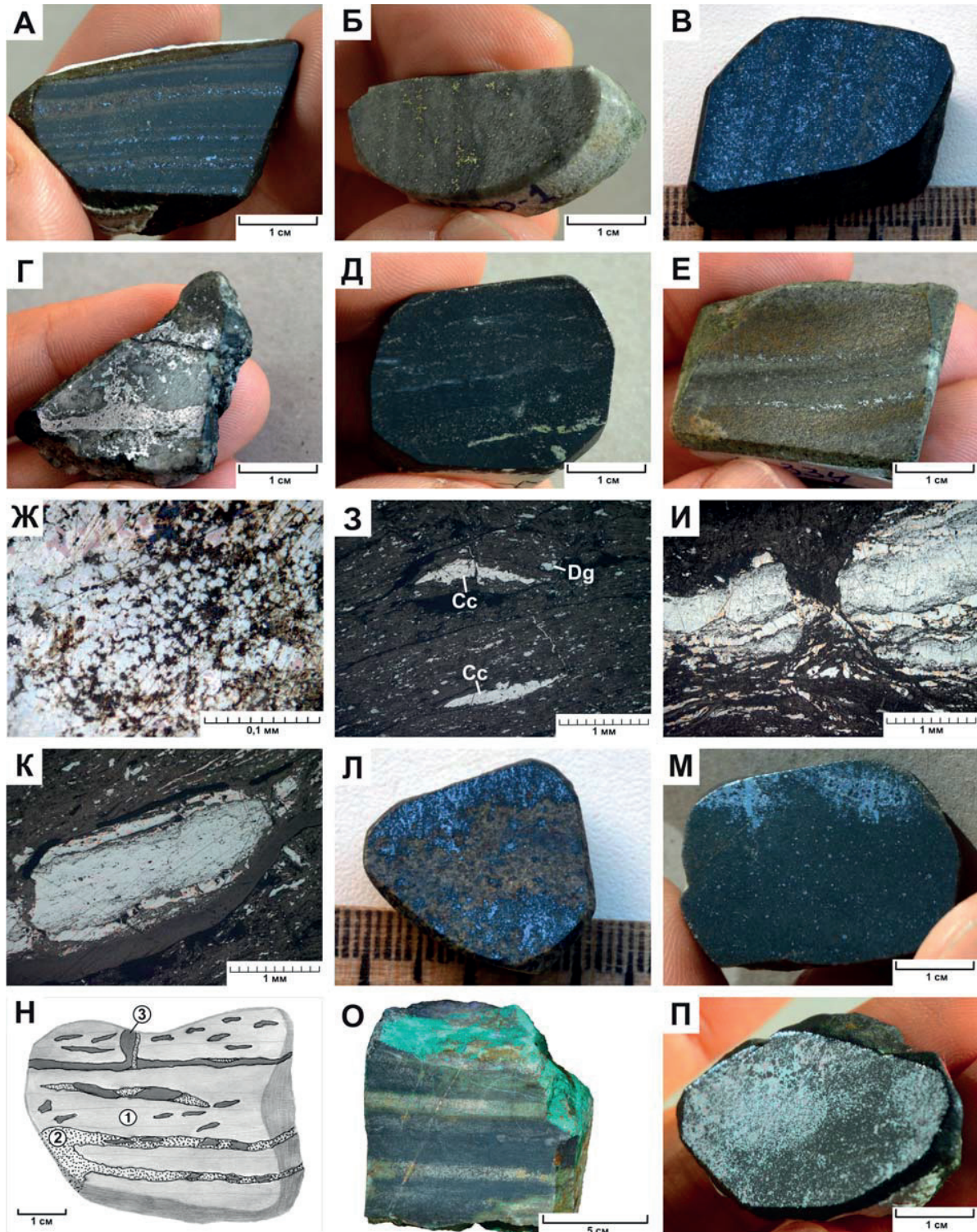
В своем длительном развитии руды медистых песчаников и их вмещающие породы прошли этапы седиментогенеза, диагенеза, катагенеза, метаморфиз-



ма [7–12] В большинстве случаев некоторые процессы начинаются в один этап, развиваются и продолжают в следующем, захватывая иногда и третий этап. С другой стороны, есть явления, которые достаточно уверенно характеризуют тот или иной процесс или этап. Например, минералы естественного тяжелого шлиха в форме слоев или обломков достоверно фиксируют седиментогенный этап; мала-

хит, азурит, гидроксиды железа и марганца, замещающие сульфиды в близповерхностных местах, могут быть отнесены к гипергенному этапу.

Нами предпринята попытка на основе морфологических особенностей, текстурно-структурных взаимоотношений рудных и породообразующих минералов и некоторых других признаков проследить этапы формирования парагенезисов минералов.



Для *седиментационной стадии* характерен парагенезис минералов естественного шлиха (рис. 1, о): гематит, магнетит, мартит, ильменит, турмалин, апатит, циркон, золото, сфен и др., подчиняющиеся в своем распределении в осадках законам механической дифференциации с формированием слоек различных типов, мощности и протяженности. В песчаниках среди обломков породообразующих минералов: кварца, полевых шпатов и пород в очень многих формациях, встречается редкая вкрапленность зерен пирита, халькопирита, изредка халькозина, блеклых руд, борнита (рис. 1, n). В отдельных случаях наблюдались слойки, сложенные пиритом, которые в большинстве своем лимонитизированы, окатаны, сильно изменены, что связано с процессами изменения во время транспортировки. Все названные минералы приносились в бассейны седиментации совместно с терригенным материалом и являются прямыми указателями областей питания. Имеются примеры большого сходства типоморфных признаков минералов, встречаемых в рудоносных горизонтах и в предполагаемых областях питания [11–14]. К седиментогенным относятся аутигенные минералы, формирующиеся в растворах и илах: кальцит, анальдим, доломит, малахит, азурит, а также, возможно, сульфаты меди и других металлов, участвующих в рудообразовании. Для этого этапа весьма характерны окислительные условия с нейтральными и щелочными средами накопления компонентов [14].

К седиментационно-диагенетическому этапу относится образование различных слоистых форм парагенезисов: горизонтальных, волнистых, косых и др. Слойки могут быть сложены одним мине-

ралом, например халькопиритом, борнитом или пиритом, но чаще всего такими парами, как: борнит и халькозин, борнит и халькопирит, борнит и галенит, галенит и сфалерит, пирит и халькопирит и др. (рис. 2, а–е).

В седиментогенезе закладываются контуры рудоносных залежей, их ритмичное положение в разрезе вмещающих толщ, зональное размещение минералов и элементов в залежах в зависимости от рН среды и фациальной обстановки [4, 9, 11, 14, 15]. Седиментогенные парагенезисы формируются в условиях невысоких температур (до 30 °С) и давлений – около 1–2 атм. [4].

*Диагенез* наряду с седиментогенезом является основным рудообразующим этапом, в течение которого происходит формирование сульфидов и других минералов в форме вкрапленности, слоек, сгустков, гнезд, псевдоморфоз, глобулей и др. Весьма характерны для диагенетического этапа конкреционные образования [4]. Они представляют собой, по существу, густовкрапленные образования рудных минералов на фоне бедной и рядовой рудной минерализации. Состав их самый разнообразный, но, как правило, многокомпонентный. Они слагаются практически теми же минералами, что и другие более крупные по размерам рудные залежи. Форма конкреций, их состав, размеры, внутреннее строение, взаимоотношения с вмещающими отложениями, условия формирования детально рассмотрены в работах [10, 16–19] и представлены здесь на рис. 2, ж–к.

В истории формирования конкреций можно выделить несколько стадий, или этапов. Первым является седиментационный, когда из наддонной

**Рис. 2.** *Формы выделения парагенезисов рудных минералов: А–В) слоистые руды Удоканского месторождения: А) песчаник со слоистостью, подчеркнутая халькопирит-дигенит-борнитовыми вкрапленниками; Б) рудные слойки с вкрапленностью халькопирита в песчанике; В) Песчаник с густовкрапленными борнит-дигенитовыми слегка размытыми слоями; Г–Е) слоистые формы главных парагенезисов (борнит-халькозин-халькопирит) седиментационно-диагенетического этапа, Удокан: Г) слойки и конкреционные сгущения борнит-дигенитовой минерализации; Д) ритмично-полосчатое чередование борнита (голубоватое) и халькопирита (светло-жёлтое); Е) тонкая ритмичная слоистость, подчеркнутая сульфидами меди; Ж) конкреционно-глобулярные формы сульфидов в медных рудах – шарообразные борнит-дигенит-халькозиновые глобулы (зооморфозы по микробам), Шахта «Рудная», Польша; З–К) формы выделения халькозина в рудах, шахта «Рудная», Польша: З) вкрапленность и линзовидные выделения халькозина и дигенита в углстом сланце; И) слоисто-конкреционная форма борнит-дигенит-халькозиновой парагенезиса в углстом сланце; К) фитоморфоза сульфидов меди по растительной ткани; Л–Н) текстуры руд постдиагенетических этапов: Л) слоисто-гнездово-прожилковая текстура сульфидов меди, Удокан; М) гнездово-линзовидная текстура сульфидов меди, Удокан; Н) прожилково-просечковая текстура, Витимский район: 1 – полосчатый биотитовый песчаник, 2 – кварцевый прожилок, 3 – халькопирит; О, П) текстуры богатых борнит-дигенит-халькозиновых руд Удоканского месторождения, образованных в результате перераспределения в постдиагенетические этапы: О) чередование сплошных (тёмное) и обеднённых борнит-халькозиновых прослоев; П) гнездовые сгущения борнита и дигенита на фоне их слоисто-вкрапленных форм*

**Fig. 2.** *Forms of recognition of paragenesis of ore minerals: А–В) layered ores of Udokan deposit: А) sandstone with layer underlined by chalcopirite-digenite-bornite impregnations; Б) ore layers with chalcopirite impregnation in sandstone; В) sandstone with slightly blurred densely disseminated bornite-digenite layers; Г–Е) layered forms of the main parageneses (bornite-chalcocite-chalcopirite) of sedimentation-diagenetic stage, Udokan: Г) layers and concretion thickening of bornite-digenite mineralization; Д) rhythmically banded alternation of bornite (bluish) and chalcopirite (light yellow); Е) fine rhythmic layers, underlined by copper sulfides; Ж) concretion-globular forms of sulfides in copper ores – spherical bornite-digenite-chalcocite globules (zoomorphoses on microphores), «Rudnaya» mine, Poland; З–К) forms of allocation of chalcocite in ores, mine «Rudnaya», Poland: З) disseminated and lens recognitions of chalcocite and digenite in coal shale; И) layer-concretion form of a bornite-digenite-chalcocite paragenesis in coal shale; К) phytomorphoses of copper sulphides on plant fossils; Л–Н) ores textures of post-diagenetic stages: Л) layered nesting-streak texture of copper sulfides, Udokan; М) nesting-lenses texture of copper sulfides, Udokan; Н) streak-flaser texture, Vitimsk region: 1 – banded biotite sandstone, 2 – quartz streak, 3 – chalcopirite; О, П) textures of rich bornite-digenite-chalcocite ores from the Udokan deposit, formed as a result of redistribution on the post-diagenetic stages: О) alternation of massive (dark) and depleted bornite – chalcocite interlayers; П) nest thickenings of bornite and digenite on the background of their layered-disseminated forms*

воды происходит выпадение конкрециообразователя, зарождаются отдельные центры роста конкреций у самой поверхности дна. Основной этап конкрециообразования приходится на диагенез, в течение которого формируются сульфиды, карбонаты и другие минералы. Примером типичных диагенетических конкреций являются сульфидные конкреции Джезказганского района, подробно описанные в работах В.М. Попова [12] и Л.Ф. Наркелюна [13]. Процессы катагенеза и метаморфизма приводят к перераспределению вещества в самих конкрециях, изменению свойств и появлению новых минералов. По-видимому, катагенетическим минералом следует считать гематит в составе конкреций, а такие минералы, как ильменит, магнетит, пирротин, некоторые группы силикатов, необходимо отнести к метаморфогенным. На стадии гипергенеза образуются малахит-азуритовые, брошантит-антлеритовые, купритовые и мелантеритовые конкреции.

К диагенетическим образованиям, видимо, можно отнести мелкие зерна, кристаллы и ажурные пористые скелетные агрегаты рудных минералов, располагающиеся по слоистости, несущие слабые признаки коррозии цемента и обломков и по своим размерам соответствующие зернам вмещающих пород.

На диагенетическое образование минералов указывают признаки нарушения рудной слоистости и напластования в незатвердевшем осадке, выявленные на многих объектах, но особенно детально изученные в Удоканском и Джезказганском месторождениях [12, 13, 15]. На Удокане, например, широко развиты осадочные брекчии взламывания, оползания и облекания, рулетободобные коlobки рудоносных осадков, оползневые деформации рудной слоистости. На Джезказгане ко всем этим признакам добавляются кластические дайки. Сильно деформированные оруденелые слои перекрываются горизонтальными слоями красноватого цвета. Все это свидетельствует о том, что оруденение уже существовало на самых ранних этапах образования осадков [15].

Необходимо также указать, что в неизмененных формациях рудные минералы имеют ненарушенную внутреннюю структуру: в борните, пирите можно наблюдать концентрически-зональное строение гелевого вещества, структуры усыхания геля и др. В преобразованных рудах диагенетические минералы подвергаются различным изменениям [9, 18].

Конкретные примеры парагенезисов минералов седиментационно-диагенетического этапа формирования приведены в таблице.

При диагенезе происходит перевод седиментационных карбонатно-окисных форм металлов в сульфиды; идёт перераспределение седиментогенного рудного вещества с формированием вкрапленности, конкреций, глобул, сгущений, линз, пластов различного масштаба – от проявлений до месторождений; рудообразование осуществляется в

восстановительной обстановке двумя путями: а) в тонкозернистых осадках (сланцах) – из поровых вод в форме ионов и по слоям; б) в грубозернистых осадках (песчаниках) – за счет миграции рудоносных растворов из тонкозернистых осадков при их литификации и отложении полезного груза на «восстановительных барьерах», которыми в большинстве случаев является захороненная органика [3, 4, 7, 11, 12, 20].

В *постдиагенетических* этапах (катагенез и метаморфизм) происходят изменения, которые сводятся к следующему:

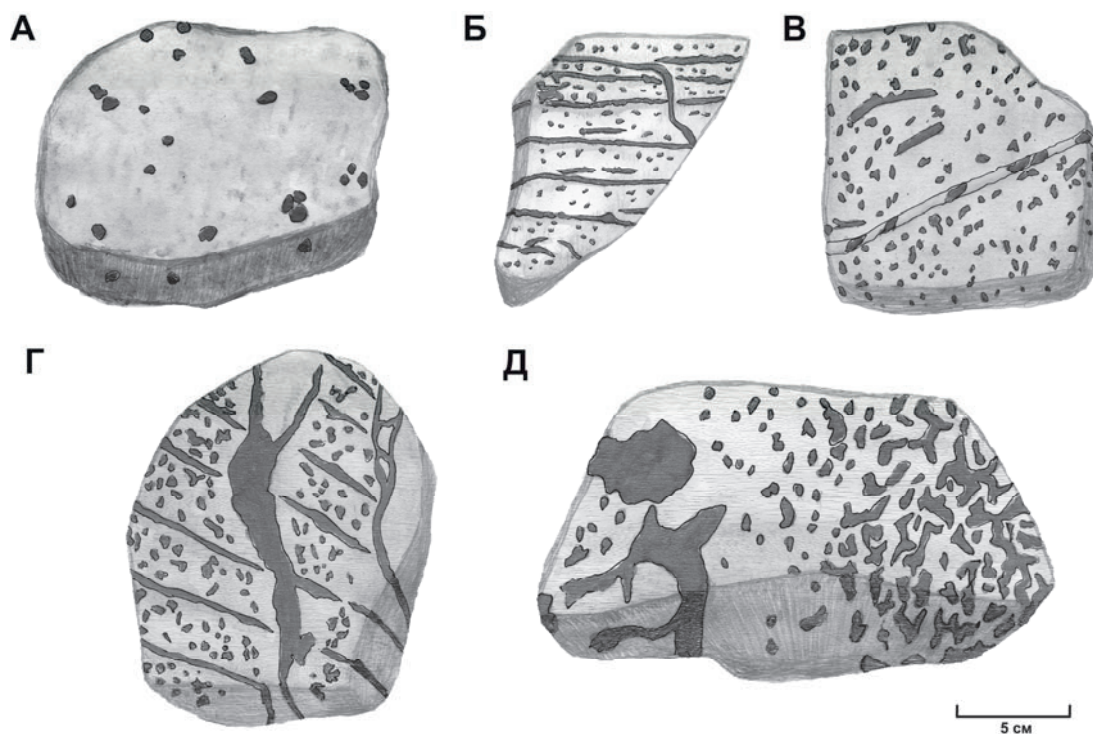
- рудное вещество вместе с вмещающими отложениями участвует во всех процессах преобразования, перекристаллизации, деформации, перемещения и т. д.;
- появляются вновь образовавшиеся минералы, которые, взаимодействуя с ранее сформированными минералами, дают начало новым парагенезисам;
- происходит формирование жил и прожилков, включающих в себя практически все имеющиеся минералы вмещающих толщ, в том числе и рудные;
- отмечается карбонатизация терригенного материала, окремнение и эпидотизация карбонатных пород; окварцевание, декальцитизация и др. [7–9, 11, 15, 18, 19, 21].

Эти и некоторые другие процессы постдиагенетических преобразований рассматриваются ниже в кратком виде.

Первое, что бросается в глаза, – это появление новых форм выделения минералов: крупных гнезд, линз, сгущений массивных сульфидных полос, просечек, прожилков, агрегатов на фоне вкрапленности и слоистости (рис. 2, л–п, 3). Такие формы могли появиться только в результате взаимодействия последующих процессов перераспределения, главными факторами которых выступают повышенные температуры и давление. Учитывая, что состав крупных вновь образованных форм почти идентичен таковому слоисто-вкрапленным рудам, а также исчезновение рудных минералов около указанных сгущений, можно считать, что все эти процессы происходили в результате перераспределения исходного материала и отложения его на месте. Подобные преобразования наблюдались нами при изучении образцов Мангышлака, Джезказгана, многих сибирских рудопроявлений и особенно в Кударо-Удоканской и Кондо-Каренгской зонах.

Наблюдения под микроскопом показывают, что в ряде случаев на ранее выделившихся минералах появляются вновь образованные каемки (новые генерации) или происходит замещение одного минерала другим. Особенно это хорошо заметно при изучении пирита, иногда и других минералов.

При постдиагенетических преобразованиях минералы подвергаются перекристаллизации и различным деформациям. На катагенетической стадии такие изменения наблюдаются в конкрециях: появление секущих прожилков, признаков



**Рис. 3.** Халькопириты Ункурского месторождения: А) вкрапленность округлых зерен в массивном розоватом песчанике, скв. 118, обр. у-625; Б) расположение густой вкрапленности халькопирита по слоистости, видны самые начальные стадии образования просечек, у-488; В) образование отдельных укрупненных зерен, просечек и появление халькопирита в кварцевом прожилке на фоне вкрапленности халькопирита в розоватом песчанике, у-580; Г) формирование секущих просечек и прожилков халькопирита с неровными краями на фоне его слоисто-вкрапленных выделений в розовом мелкозернистом песчанике, отчетливо просматривается исчезновение вкрапленности халькопирита у его просечек, окраска песчаника в этих безрудных зонах более светлая, у-720; Д) образование гнезд халькопирита на фоне его вкрапленности в розоватом песчанике, видно отсутствие халькопирита вблизи гнезд, у-456

**Fig. 3.** Chalcopyrites of Unkur deposit: А) impregnation of rounded grains in the massive pink sandstone, drill 118, sample u-625; Б) pattern of location of thick impregnation with chalcopyrite by layering; the initial stages of flaser formation are seen; В) formation of individual enlarged grains, flasers and appearance of chalcopyrite in pinkish sandstone; Г) formation of crossing flasers and veinlets of chalcopyrite showing irregular edges on the background of its layer-impregnated separations in the pink fine-grained sandstone; impregnation of chalcopyrite near its flasers disappears, coloring of sandstone in these ore-devoid zones is lighter, u-720; Д) formation of chalcopyrite nests on the background of its impregnation in pinkish sandstone, chalcopyrite is absent near nests, u-456

сдавливанию, дроблению и т. п. Во вкрапленных рудах проявляются более заметные признаки замещения и коррозии не только обломков, но и цемента вмещающих пород, «захват» рудным веществом породообразующих компонентов. По мере увеличения степени вторичных преобразований нарастают и механические изменения в рудных минералах: хрупкие и пластические деформации, появление структур перекристаллизации, двойников давления и смятия. Также увеличивается степень эпигенетичности рудных минералов. Наиболее эпигенетичными оказываются пластичные и мягкие минералы: халькозин, борнит и халькопирит, у хрупких и твердых минералов (пирит, магнетит, сфалерит) степень эпигенетичности меньше. Под давлением более хрупкий минерал дробится, а более пластичный вдавливается в него и залечивает трещинки. Это хорошо заметно на примере таких пар минералов, как: пирит–халькопирит, пирротин–халькопирит; халькопирит–халькозин; магнетит–борнит с халькозином и др. На основе характера деформаций,

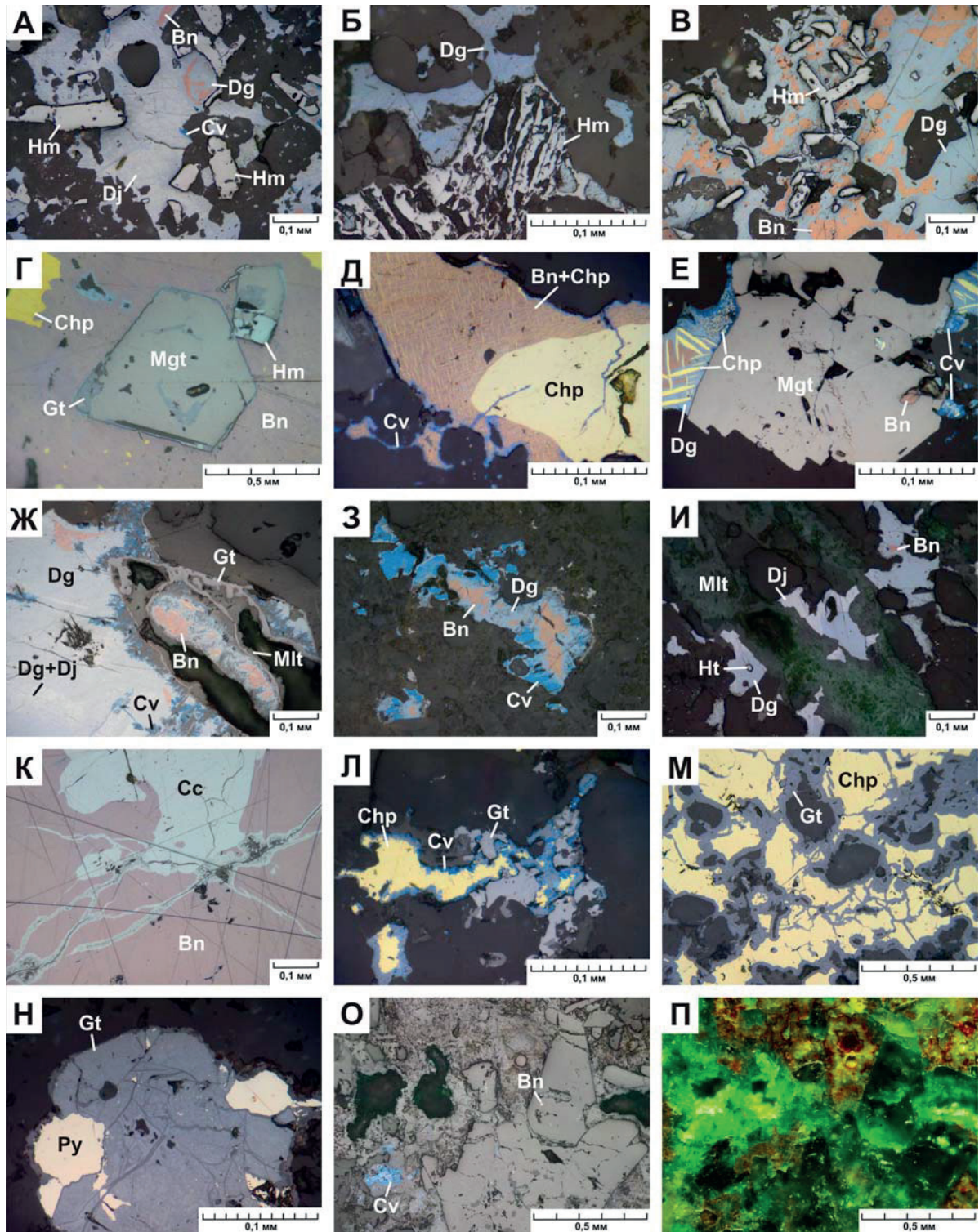
значения величин хрупкости-пластичности, определенных по методу В. Глазова и В. Вигдорвича, основные рудо- и породообразующие минералы удается расположить в следующий ряд (по уменьшению пластичности и увеличению хрупкости): халькозин–борнит–кальцит–халькопирит, сфалерит–пирротин–гематит–магнетит–пирит–кварц–силикаты [15, 18].

На основе сопоставления оруденения из месторождений и проявлений, находящихся на различных ступенях преобразований, удается наметить появление характерных минералов на той или иной стадии, например, гематита за счет гидрокислов железа при катагенезе, а пирротина, магнетита, ильменита, графита, халькопирита – при метаморфизме [7, 10, 11, 14, 18, 21].

Новообразованный гематит отмечается в виде крупных и мелких лапчатых зерен, пластинок, табличек, которые замещают и корродируют обломки, цемент вмещающих пород, включает в себя мелкие зерна сульфидов (рис. 4, а–в). Многие исследователи (Р.Н. Володин, Ю.В. Богданов,

Л.Ф. Наркелюн, Н.С. Мануилова) считают, что образование гематита происходит за счет гидроксидов железа, рассеянных по всей массе вмещающих пород [11, 13]. Под микроскопом прослеживаются многие этапы формирования гематита, выраженные в появлении различных его форм. Вначале в поле развития гидроксидов железа появляется

мелкая сыпь, далее тонкие иглы, волнистые агрегаты, пластинки, таблички. С постепенным ростом зерен гематита идет исчезновение гидроксидов железа. Такие процессы наблюдались нами на Прибайкальских, Приангарских рудопроявлениях, на Ункуре; Н.С. Мануиловой – на Джекказгане [18, 62]. Ассоциация со многими сульфидами: бор-





нитом, халькозином, халькопиритом, структурные взаимоотношения (рис. 4, а–в) свидетельствуют о более позднем формировании гематита по сравнению с диагенетическими минералами и близкоодновременном с катагенетическими. Гематит очень «охотно» образуется в различных жилах: в слабоизмененных формациях он тяготеет к кальцитовым, а в метаморфизованных – чаще к кварцевым и кварц-силикатным жилам.

Пирротин в качестве второстепенного и редкого минерала установлен в ряде меденосных провинций и зон. Наибольшее свое развитие имеет в метаморфизованных рудах Кодаро-Удоканской зоны. Он образует рассеянную вкрапленность и просечки, сростается с халькопиритом, графитом, арсенопиритом, миллеритом, сфалеритом и другими минералами. С пиритом у пирротина сложные взаимоотношения: они могут быть тесно сроставшимися и близко-одновременными, чаще пирит замещается пирротинном, иногда в пирротине появляются порфиобласты пирита. Подобные взаимоотношения объясняются влиянием температуры, давления, режимом и летучестью серы, имевших место при различных стадиях метаморфизма [22, 23]. К метаморфогенным процессам можно отнести появление порфиобластов и метакристаллов пирита в халькопирите и тем более пирротине, отмеченных в рудах Кодаро-Удоканской зоны, Айнакского и некоторых других месторождений (рис. 1, м).

Новообразованный магнетит, в отличие от об-

ломочного, встречающийся в виде вкрапленности идиоморфных зерен октаэдрического габитуса или неправильной формы, многими авторами считается сформированным при метаморфизме за счет гидроксидов железа и гематита (Р.Н. Володин, Ю.В. Богданов, Л.Ф. Наркелюн, Ф.П. Кренделев и др.) [7–9, 11]. Наибольшее свое развитие этот магнетит имеет в метаморфизованных медистых песчаниках Кодаро-Удоканской, Кондо-Каренгской, Заир-Замбийской [32], Кабульской зон. Во взаимоотношениях магнетита с сульфидами намечается их близко-одновременное формирование, а чаще всего более позднее выделение магнетита по отношению к сульфидам в форме метакристаллов (рис. 4, з) или окружающей каемки. На примере Кодаро-Удоканских образцов нами установлено, что наибольшее количество новообразованного магнетита отмечается в борнит-халькозиновых рудах, несколько меньше в борнитовых и совсем мало в пирит-халькопиритовых. Подобное зональное размещение количеств магнетита, образовавшегося за счет гидроксидов и оксидов железа, объясняется различным уровнем окислительно-восстановительного потенциала [24]. В некоторых случаях на контакте с метакристаллами магнетита в борните появляются пластинки и зерна халькопирита, образование которого происходит за счет дополнительного источника железа. Это явление хорошо изучено на многих месторождениях и описано А. Филимоновой, В.П. Логиновым и др. [8].

**Рис. 4.** Парагенезисы минералов в медистых песчаниках и сланцах, Удокан: А–В) парагенезисы минералов катагенетического этапа: А) идиоморфные кристаллы и аллотриоморфные зёрна гематита (Hm) в ассоциации с сульфидами меди: борнитом (Bn), дигенитом (Dg), джарлеитом (Dj), ковеллином (Cv), Удокан; Б) сноповидные зёрна гематита в парагенезисе с дигенитом; В) тесная ассоциация гематита (рельефное) и сульфидов меди – идиоморфные кристаллы и зёрна гематита (Hm) в ассоциации с борнитом (Bn) и дигенитом (Dg); Г) метаморфогенный парагенезис минералов: борнит-халькопирит-магнетит в медистых песчаниках – метакристалл магнетита (Mgt) в борните (Bn). Магнетит замещается гётитом (Gt) и гематитом (Hm). Халькопирит (Chp); Д, Е) структуры распада твёрдого раствора: халькопирит-борнит в медных рудах: Д) тончайшая решетка халькопирита (Chp) в борните (Bn). Ковеллин (Cv) в виде каёмки замещает первичные сульфиды меди; Е) сгущение (коалесценция) халькопирита (Chp) и борнита (Bn) в дигените (Dg) на контакте с новообразованным (метаморфогенным) магнетитом (Mgt); Ж–И) замещение сульфидов меди гипергенными минералами: Ж) Замещение борнита (Bn) дигенитом (Dg), джарлеитом (Dj), ковеллином (Cv), гётитом (Gt) и малахитом (Mlt); З) замещение борнита (Bn) дигенитом (Dg) и ковеллином (Cv); И) замещение борнита (Bn) дигенитом (Dg), джарлеитом (Dj), малахитом (Mlt); К, Л) структуры замещения: К) замещение борнита (Bn) халькозином (Cc); Л) прожилки и каёмки ковеллина (Cv) и гётита (Gt) по халькопириту (Chp); М–П) развитие гидроксидов железа и карбонатов меди по сульфидам: М) Замещение халькопирита (Chp) гётитом (Gt); Н) псевдоморфоза гётита (Gt) по пириту (Py); О) псевдоморфоза гидроксидов железа и карбонатов меди по сульфидам меди. Борнит (Bn), ковеллин (Cv); П) то же, что и на рис. 4, О, только при боковом освещении. Внутренние рефлексы гидроксидов железа (оранжево-коричневые) и карбонатов меди (зелёные)

**Fig. 4.** Paragenesis of minerals in the cupriferous sandstones and shales, Udokan: А–В) paragenesis of minerals of catagenetic stage: А) euhedral crystals and anhedral grains of hematite (Hm) in association with the copper sulfides: bornite (Bn), digenite (Dg), djurleite (Dj), covellite (Cv), Udokan; Б) reep-like grains of hematite in paragenesis with digenite; В) close association of hematite (relief) and copper sulphides – euhedral crystals and hematite grains (Hm) in association with bornite (Bn) and digenite (Dg); Г) metamorphogenic paragenesis of minerals: bornite-chalcopryrite-magnetite in cupriferous sandstones – magnetite metacrystal (Mgt) in bornite (Bn). Magnetite is replaced by goethite (Gt) and hematite (Hm). Chalcopryrite (Chp); Д, Е) solid solution decomposition structures: chalcopryrite-bornite in copper ores: Д) thinnest chalcopryrite lattice (Chp) in bornite (Bn). Covellin (Cv) in the form of a rim replaces the primary copper sulfides; Е) condensation (coalescence) of chalcopryrite (Chp) and bornite (Bn) in digenite (Dg) on contact with newly formed (metamorphogenic) magnetite (Mgt); Ж–И) replacement of copper sulphides with hypergene minerals: Ж) replacement of bornite (Bn) with digenite (Dg), djurleite (Dj), covellite (Cv), goethite (Gt) and malachite (Mlt); З) replacement of bornite (Bn) with digenite (Dg) and covellite (Cv); И) replacement of bornite (Bn) with digenite (Dg), djurleite (Dj), malachite (Mlt); К, Л) structure of replacement: К) replacement of bornite (Bn) with chalcocite (Cc); Л) streaks and rims of covellite (Cv) and goethite (Gt) replaces chalcopryrite (Chp); М–П) sulphides replaced by iron hydroxides and copper carbonates: М) replacement of chalcopryrite (Chp) with goethite (Gt); Н) pseudomorphs goethite (Gt) on pyrite (Py); О) pseudomorphs of iron hydroxides and copper carbonates on copper sulfides. Bornite (Bn), covellite (Cv); П) same as in Fig. 4, О, only with side lighting. Internal reflexes of iron hydroxides (orange-brown) and copper carbonates (green)

Ассоциация магнетита с халькопиритом и пиритом отмечается не только в метаморфизованных рудах медистых песчаников, но также и на многих колчеданных месторождениях, претерпевших региональный метаморфизм в условиях от зеленосланцевой до амфиболитовой фаций [23]. Главными термодинамическими факторами образования указанных ассоциаций по А. Маракушеву [25] являются температура, активность кислорода и серы. К метаморфогенным процессам относятся: появление таких ассоциаций, как магнетит-ильменит, титаномagnetит, распад твердых растворов ильменит-гематит, сфалерит-халькопирит, халькопирит-борнит [18, 26].

Весьма характерным процессом постдиагенетических этапов преобразования всех меденосных формаций является появление жильных образований «альпийского типа» [7–11, 14, 27]. Как показывает сравнительный материал, в катагенетически измененных меденосных формациях формируются жилы гипсового, кальцитового, флюоритового, баритового, кварц-кальцитового и реже кварцевого состава. Из сульфидов в этих жилах появляются только те, которые отмечены во вмещающих толщах, нередок в них и гематит. Данные минералотермического и декрипитационного анализа указывают на низкие температуры формирования жильных минералов от 45–60 до 150–220 °С, соответствующие преобразованиям пород и руд в условиях катагенеза от начального до глубинного [10, 11, 27].

При метаморфизме продолжается формирование жил альпийского типа в меденосных формациях. На примере изучения жил Удоканского и некоторых других месторождений Кодаро-Удоканской зоны нами установлено, что можно наметить следующий порядок образования жил: кальцитовые–кварц-кальцитовые–кварцевые–кварц-силикатные, соответствующие стадиям катагенеза, регионального и контактового метаморфизма. Все без исключения жилы при пересечении ими руденосных горизонтов содержат в себе сульфиды меди, по преобладанию которых выделяются халькозиновые, борнитовые, халькопиритовые, а также гематитовые жилы. Изредка в жилах в метаморфический этап появляется магнетит.

Наличие в жилах и во вмещающих их породах одних и тех же рудных и нерудных минералов свидетельствует об унаследованности химизма вмещающих толщ и развивающихся в них жильных образований. Устанавливается также общность жильных минералов и минералов вмещающих пород по элементам-примесям [6]. Парагенезисы минералов из жил даже в деталях соответствуют таковым из вкрапленных руд. Изучение взаимоотношений жил с вмещающими породами, структурно-текстурные соотношения минералов в жилах позволяют высказать предположение, что часть альпийских жил в меденосных формациях образуется метасоматическим путем (нечеткие контакты с вмещающими породами, сохранение в жилах тек-

стурных признаков вмещающих пород, неопределенное положение рудных минералов в жилах и др.) либо путем заполнения катагенетическими и метаморфогенными растворами открытых полостей (четкие контакты жил с вмещающими породами, зональное расположение минералов относительно контактов жил, параллельно-шестоватые агрегаты и т. п.). Можно встретить жилы, образованные обоими вышеуказанными способами одновременно. Температура образования минералов из метаморфических жил колеблется в пределах 230–350 °С, иногда до 400 °С [10].

К контактовому метаморфизму отнесены следующие изменения: смена текстур руд от вкрапленно-слоистой (вдали от контактов) через гнездовые, полосчатые, линзовидные до прожилковой (у контакта с дайками); образование локальной зональности оруденения и обогащение зальбандов даек медью за счет ассимиляции ее из вмещающих пород; появление структур распада твердого раствора: халькопирита и борнита (рис. 4, *д*, *е*), сфалерита в халькопирите и халькопирита в сфалерите; изменение физических свойств минералов (микротвердость, внутренние структуры и др.). Характер метаморфических изменений основных рудообразующих минералов проверен экспериментально нами на примере образцов из Удокана и Джезказгана [10], М.К. Сагпаевой [28] и И.Ф. Габлиной [29] на рудах Джезказгана. В результате этих опытов установлено интенсивное дробление всех рудных минералов, причем чем тверже и хрупче минерал, тем сильнее степень дробления. В халькозине и реже борните появляются также пластические деформации. Нарушаются структурные взаимоотношения минералов, отмечено в нескольких опытах образование халькопирита по борниту и пирита на контакте магнетита с медными минералами, происходит растворение халькозина и дигенита в борните в интервале температур 150–250 °С. Из оранжевых борнитов при 190–195 °С начинает выделяться халькопирит в форме линзочек и округлых зерен, при 220–250 °С происходит укрупнение включений халькопирита, при 400–500 °С отмечаются эвтектоидные халькопирит-борнитовые сростания и жилочки самородной меди. Весьма близкие изменения (кроме эвтектоидных структур и прожилков самородной меди) мы наблюдали в медных рудах Клюквенного рудопоявления на контакте с гранитоидами Кеменской интрузии. Температуры контактового метаморфизма достигали 500 °С [9, 10, 14].

Парагенетические ассоциации минералов постседиментационных этапов в меденосных зонах и провинциях приведены в таблице. В целом же можно отметить, что парагенезисы минералов этих этапов в значительной мере наследуют таковые диагенетических процессов, но в то же время появляются свои специфические ассоциации, присущие только, скажем, катагенезу или метаморфизму.

*Гипергенный этап* характеризуется формированием своих парагенетических ассоциаций и

форм их выделения (таблица). На начальной стадии гипергенного этапа происходит замещение первичных сульфидов меди ковеллином и халькозином с образованием каемчатых и жильных текстур (рис. 4, а, д–з, к, л), что обусловлено зоной вторичного сульфидного обогащения. На поздних стадиях гипергенного этапа самые распространенные минералы зон окисления – малахит, азурит и гидроксиды железа, замещают все медные сульфиды (рис. 4, ж, и, л–п). При этом образуются прожилковые, каемчатые, раскрошенные, петельчатые, псевдоморфные и другие текстуры и структуры. Самые распространенные минералы зон окисления – малахит, азурит и гидроксиды железа, которые замещают все медные сульфиды (рис. 4, ж–п) с образованием прожилковых, каемчатых, раскрошенных, петельчатых, псевдоморфных и других текстур и структур. В рудах месторождений Кодаро-Удоканской зоны выявлено формирование пластинчато-решетчатых форм халькопирита в зоне окисления за счет замещения борнита халькозином (рис. 5, а), халькопирита борнитом (рис. 5, б, в), борнита халькопиритом (рис. 5, г).

По разнообразию и составу окисленные руды, пожалуй, не уступают первичным, поскольку в них развиты карбонаты, сульфаты, оксиды, ги-

дроксиды, силикаты, фосфаты, сульфиды, арсенаты, молибдаты и др. [2].

В формировании зон окисления устанавливается несколько стадий развития, характеризующихся набором своих специфических минеральных парагенезисов и довольно сложной последовательностью минералообразования. Анализ имеющихся материалов свидетельствует, что развитие процессов гипергенеза зависит от ряда факторов: тектонически-структурные особенности месторождения, литологический и минеральный состав вмещающих отложений и первичных руд, условия залегания рудных тел, рельеф местности на месторождении, климатические условия, текстурно-структурные особенности руд и др. [2]. Особенности зоны окисления Удокана являются: а) обратная стадийность в формировании главных минеральных парагенезисов по сравнению с классическими медными месторождениями; б) формирование гипергенных минералов в условиях многолетнемерзлых пород и минералогическая зональность (снизу вверх): первичные сульфиды с примесью до 5–30 % гипергенных минералов – сульфатов, карбонатов, окислов и гидроокислов; в) вторичные сульфиды со значительной примесью (до 30–90 %) всех гипергенных минералов, особенно сульфатов и карбонатов. Эту вторую (верхнюю) зо-

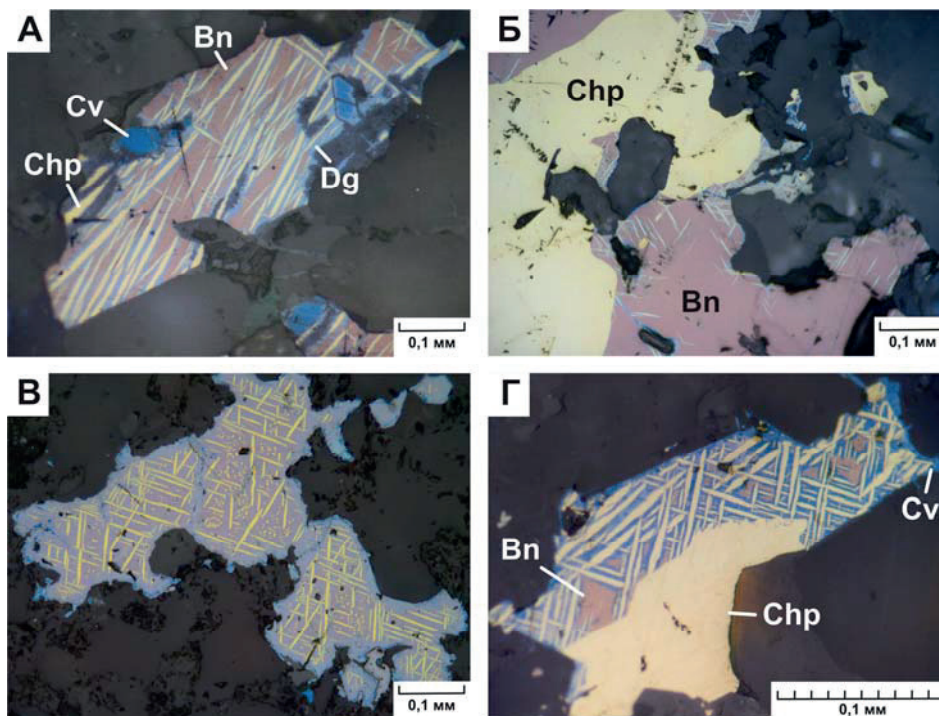


Рис. 5. Решетчатые структуры распада борнита в рудах Удоканского месторождения, возникшие в зоне окисления. Конечные продукты распада борнита (Bn): халькопирит (Chp), дигенит (Dg), ковеллин (Cv). А) пластинчатый халькопирит, образованный при распаде твёрдого раствора борнита; Б, В) образование пластинчато-решетчатого халькопирита при распаде борнита: Б) начальная стадия; В) конечная стадия; Г) образование решетчатой структуры при замещении борнита халькопиритом

Fig. 5. Latticed structures of bornite decomposition in ores of the Udokan deposit derived in the zone of oxidation. Final products of bornite (Bn) decomposition: chalcopyrite (Chp), digenite (Dg), covellite (Cv). A) lamellar chalcopyrite formed in decomposition of solid solution of bornite; Б, В) formation of lamellar-latticed chalcopyrite in bornite decomposition: Б) initial stage; В) final stage; Г) formation of latticed structure through replacement of bornite with chalcopyrite

ну в какой-то мере можно отнести к своеобразной зоне вторичного обогащения [2, 18], в которой наряду с ковеллинизацией халькозина и халькозинизацией борнита и отчасти халькопирита происходит формирование в широких масштабах реакционно-пластинчатого халькопирита со структурами типа «распада твердых растворов» [26], мартитизация магнетита, хлоритизация биотита, монтмориллонитизация слоистых силикатов [2].

Геолого-минералогические и технологические исследования, проведенные на Удокане, позволили выделить три сорта руд: сульфидные, смешанные и окисленные, в распределении которых установлены следующие контролирующие факторы:

- 1) гипсометрический – зональное вертикальное размещение сортов руд сверху вниз: окисленные–смешанные–сульфидные;
- 2) тектонический – проникновение окисленных и смешанных типов руд по зонам тектонической трещиноватости на значительные глубины;
- 3) литологический – приуроченность карбонатов меди к известковистым, а сульфатов – к кварцитовидным песчаникам;
- 4) минералогический – развитие определенных парагенезисов гипергенных минералов по первичным рудам;
- 5) климатический – двухстадийное формирование зон окисления в зависимости от климата, существовавшего при формировании зон окисления. В настоящее время считается доказанным, что образование минералов в криолитозоне подтверждается многими факторами [11, 30–32], которые очень активно действуют практически во всех горизонтах мерзлой толщи. Поэтому сульфаты меди и других металлов развиты очень широко на Удокане и других месторождениях Кодаро-Удоканской зоны.

#### Выводы

1. В рудах месторождений медистых песчаников и сланцев по условиям формирования выделены седиментационно-диагенетические, постдиагенетические, гипергенные, а по степени распространения главные, второстепенные и редко встречающиеся парагенезисы минералов. К главным парагенезисам отнесены сростания основных рудообразующих минералов – группы халькозина, борнита, халькопирита, пирита. Их структурные сростания и расположение в рудных телах показывают, что все они образуют парные или промежуточные тройные или более сложные парагенезисы и сформировались более или менее одновременно, но в разных частях зонального ряда. Парагенезисы второстепенных и редких минералов характеризуются тесным сростанием с основными рудообразующими и приуроченностью их к определенным мине-

ральным зонам. Сравнение общего списка парагенезисов минералов, проведенное по всем известным объектам, показывает, что в своей основной массе главные парагенезисы схожи, различие намечается по второстепенным и редко встречающимся парагенезисам.

2. Формы выделения минералов и парагенезисов, их размеры являются важными диагностическими признаками. Различные слоистые, мелкокрапленные, конкреционно-глобулярные формы отнесены к седиментационно-диагенетическим образованиям; прожилковые, полосчатые, пятнистые, гнездово-линзовидные, просечковые, брекчиевидные, массивные являются текстурами перераспределения, возникшими при катагенезе и метаморфизме; порошоквато-землистые, натечные, корковые, псевдоморфные текстуры характерны для гипергенного этапа.
3. Минералы и их парагенезисы своим составом, морфологией, параметрами, структурными взаимоотношениями отражают сложную геологическую историю развития и условия формирования оруденения медистых песчаников и сланцев. Установленная эволюция парагенезисов проявляется:
  - в седиментогенезе: формированием и распределением рудоносных осадков в зависимости от pH, карбонатности, фациальной обстановки, климата, подчиняющихся законам механической и химической дифференциации и ритмичности-цикличности;
  - диагенезе: образованием слоистых, вкрапленных, конкреционных форм сульфидов, оформлением рудных залежей и минералогической зональности в зависимости от Eh–pH среды рудообразования, растворимости сульфидов, концентрации металлов, сульфат-ионов и сероводорода;
  - катагенезе и метаморфизме: появлением наряду с медными сульфидами гематита, магнетита, графита, пирротина, ильменита, титаномагнетита, силикатов; возникновением на фоне слоисто-вкрапленных выделений просечковых, прожилковых, массивных форм парагенезисов, свидетельствующих о решающей роли повышенных температур и давлений, метаморфогенных растворов в этих процессах и происходящих в пределах ранее сформированных рудных залежей;
  - гипергенезе: широким развитием реакций окисления и восстановления с формированием разнообразных структур замещения вплоть до образования полных псевдоморфоз, которые зависят от многих факторов – климата, рельефа, тектоники, литологического и минерального состава руд.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бродин Б.В. О парагенезисе минералов (к дискуссии о сущности и объеме понятия) // Изв. Вузов. Геол. и разведка. – 1981. – № 7. – С. 41–46.
2. Окисленные руды Удокана / Л.Ф. Наркелюн, А.И. Трубачев, В.С. Салихов и др. – Новосибирск: Наука, 1987. – 101 с.
3. Лурье А.М. Генезис медистых песчаников и сланцев. – М.: Недра, 1988. – 183 с.
4. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. – М.: АН СССР, 1962. – Т. 2. – 575 с.
5. Annels A.E., Vaughan D.J., Craig J.R. Conditions of ore mineral formation in Zambian copper belt deposit with special reference to the role of cobalt // Mineralium deposita. – 1983. – V. 18. – № 1. – P. 71–88.
6. Безродных Ю.П. Распределение и условия накопления серебра, золота и других элементов-примесей в медистых песчаниках и сланцах: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Иркутск, 1969. – 23 с.
7. Стратифицированные месторождения меди СССР / Ю.В. Богданов, Е.З. Бурьянова, Э.И. Кутырев и др. – Л.: Недра, 1973. – 312 с.
8. Удоканское медное и Катугинское редкометалльное месторождения Читинской области России / Р.Н. Володин, В.С. Четчин, А.И. Трубачев и др. – Чита: Поиск, 2004. – 522 с.
9. Кренделев Ф.П., Бакун Н.Н., Володин Р.Н. Медистые песчаники Удокана. – М.: Наука, 1983. – 248 с.
10. Медистые песчаники и сланцы южной части Сибирской платформы / Л.Ф. Наркелюн, Ю.П. Безродных, А.И. Трубачев, В.С. Салихов. – М.: Недра, 1977. – 223 с.
11. Наркелюн Л.Ф. Геология и оруденение Джекказганского месторождения. – М.: Наука, 1962. – 131 с.
12. Попов В.М. Пластовые месторождения цветных металлов и вопросы их генезиса // Проблемы генезиса руд. – М.: Наука, 1964. – С. 350–368.
13. Наркелюн Л.Ф. Геология и оруденение Джекказганского месторождения. – М.: Наука, 1962. – 131 с.
14. Богданов Ю.В. Контактный метаморфизм медистых песчаников в районе Удоканского месторождения // Записки ВМО. – 1963. – Т. 92. – № 5 – С. 535–546.
15. Наркелюн Л.Ф., Трубачев А.И. Индикаторы осадочного формирования стратиформных месторождений меди // Литогенез и рудообразование. – М.: Наука, 1989. – С. 64–78.
16. Корольков А.Т., Радомская Т.А., Ягуджинский Р. Генезис польских месторождений меди // Известия Иркутского государственного университета. Серия «Науки о Земле». – 2016. – Т. 17. – С. 91–102.
17. Genetic models of formation of cupriferous sandstone and shale deposits (examples from Jezkazgan, Udokan and the Lubin-Głogów Copper District) / A.I. Trubachev, A.T. Korolkov, A. Duchmal-Chernikiewicz, T.A. Radomska // Petrological and mineralogical studies in geology: VIII Polish Conference. Abstracts. – Krakow, Poland, 1–2 June 2017. – P. 53.
18. Трубачев А.И. Формационно-парагенетический анализ медистых песчаников и сланцев, закономерности их размещения и генезис. – Чита: ЧитГУ, 2009. – 347 с.
19. Трубачев А.И., Салихов В.С., Васильев В.Г. Стратиформные месторождения Забайкалья. – Чита: ЗабГУ, 2014. – 305 с.
20. Габлина И.Ф. Условия меденакпления в красноцветных континентальных формациях. – М.: Наука, 1983. – 111 с.
21. Домарев В.С. Особенности разновозрастных месторождений медистых песчаников // Пробл. минерал. и петрологии. – Л.: Наука, 1972. – С. 147–158.
22. Белевцев Я.Н. Метаморфогенное рудообразование. – М.: Недра, 1979. – 275 с.
23. Ручкин Г.В. Модель регионального метаморфизма докембрийских колчеданных месторождений // Геол. рудн. мест-ный. – 1981. – № 5. – С. 19–32.
24. Гаррельс Р.М., Крайст Ч.Л. Растворы, минералы, равновесия. – М.: Мир, 1968. – 368 с.
25. Маракушев А.А. Термодинамическая основа образования парагенезисов химических элементов в процессах глубинного минералообразования // Очерки физико-химической петрологии. – М.: Наука, 1975. – Вып. 5. – С. 121–194.
26. Безродных Ю.П., Наркелюн Л.Ф., Трубачев А.И. О структурах типа распада твердого раствора в рудах Удоканского месторождения // Тр. Иркутск. политехн. ин-та. – Иркутск: ИПИ, 1968. – Вып. 42. – С. 135–144.
27. Салихов В.С. Условия образования и структурно-вещественные особенности стратиформного медного оруденения. – Чита: ЧитГУ, 2008. – 377 с.
28. Сатпаева М.К. Руды Джезказгана и условия их формирования. – Алма-Ата: Наука, 1985. – 208 с.
29. Габлина И.Ф. Метаморфизм и гипергенез медистых песчаников и сланцев: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 1994. – 45 с.
30. Питулько В.М. Вторичные ореолы рассеяния в криолитозоне. – Л.: Недра, 1977. – 198 с.
31. Юргенсон Г.А., Безродных Ю.П. О зоне окисления Удоканского месторождения меди и ее роли в формировании температурного поля многолетнемерзлых пород // Геокриологич. условия Забайкальского Севера. – М.: Наука, 1966. – С. 53–55.
32. Юргенсон Г.А., Гаврилов А.М., Ильменев Е.С. Минералы кобальта месторождения меди Айнак // Записки ВМО. – 1985. – Вып. 4. – С. 428–434.
33. Мендельсон Ф. Медный пояс Северной Родезии. – М.: ИЛ, 1963. – 474 с.
34. Аман А., Соловьев Н.Н. Стратиформное месторождение меди Айнак (Афганистан) и главные критерии его прогноза // Стратиформные месторождения. – Чита: ЧитПИ, 1982. – С. 100–109.
35. Annels A.E., Vaughan D.J., Craig J.R. Conditions of ore mineral formation in Zambian copper belt deposit with special reference to the role of cobalt // Mineralium deposita. – 1983. – V. 18. – № 1. – P. 71–88.
36. A multistage origin for Kupferschiefer mineralization / D.H.M. Alderton, D. Selby, H. Kucha, D.J. Blundell // Ore Geol. Rev. – 2016. – V. 79. – P. 535–543.
37. Tracking redox controls and sources of sedimentary mineralization using copper and lead isotopes / D. Asael, A. Matthews, M. Bar-Matthews, Y. Harlavan, I. Segal // Chemical Geology. – 2012. – V. 310–311. – P. 23–35.
38. Brown A.C. Close linkage of copper (and uranium) transport to diagenetic reddening of «upstream» basin sediments for sediment-hosted stratiform copper (and roll-type uranium) mineralization // Journal of Geochemical Exploration. – 2006. – V. 89. – № 1–3. – P. 23–26.
39. Sediment-hosted stratiform copper deposits / R.W. Boyle, A.C. Brown, C.W. Jefferson, E.C. Jowett, R.V. Kirkham. – Ottawa: Geological Association of Canada, 1989. – V. 36. – Special paper. – 710 p.
40. Chmielewski A., Oszczepalski S., Speczik S. Relict mineralization in the transition zone, Kupferschiefer series of SW Poland // W: Mineral resources in a sustainable world / Ed. by A.S. Andre-Mayeriin. – Nancy: Universite de Lorraine. Proceedings, 2015. – V. 5. – P. 1897–1900.
41. Dziwińska L., Tarkowski R. Geophysical study of deep basement structure of NW Poland using effective reflection coefficients // C. R. Geosci. – 2016. – V. 348. – P. 587–597.
42. A new insight on the results of geophysical research of the Fore-Sudetic area in terms of prospecting for mineral deposits / L. Dziwińska, A. Pepel, R. Tarkowski, Z. Zuk // Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego. – 2017. – V. 468. – P. 165–174.
43. Experimental study of the copper isotope fractionation between aqueous Cu (II) and covellite, CuS / S. Ehrlich, I. Butler, L. Ha-

- licz, D. Rickard, A. Oldroyd, A. Matthews. *Chemical Geology*. – 2004. – V. 209. – № 3–4. – P. 259–269.
44. Handbook of strata-bound and stratiform ore deposits. V. 6. Cu, Zn, Pb, and Ag Deposits / Ed. by K.H. Wolf. – Amsterdam: Elsevier, 1976. – 573 p.
45. Harańczyk C. Petrography classification of the Zechstein copper-bearing rocks from Silesia // *Bull. Acad. Polon. Sci. Geol. Geogr.* – 1964. – V. 12. – № 12. – P. 19–25.
46. Harańczyk C., Jarosz J. Minerality kruszcowe złoza miedzi monokliny Przedsudeckiej // *Rudy i Metale nieżelazne*. – 1973. – R. 18. – № 10. – P. 398–493.
47. Hitzman M.W., Selley D., Bull S. Formation of sedimentary rock-hosted stratiform copper deposits through earth history // *Economic Geology*. – 2010. – V. 105. – № 3. – P. 627–639.
48. Konstantynowich E. Mineralizacja utworów cechystynu niekiedy polnochsudeckiej. – Warszawa: Wydawnictwo Geologiczne, 1965. – 84 p.
49. Kozub-Budzyń G.A., Piestrzyński A. Geochemical characteristic of Ag-bearing minerals occurring in copper ore deposit at the Fore-Sudetic Monocline // *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*. – 2017. – V. 468. – P. 49–60.
50. Król P., Sawłowicz Z. Massive copper sulphide mineralization in dolomites from the Lubin mine (Fore-Sudetic Monocline) // *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*. – 2017. – V. 468. – P. 29–48.
51. Kucha H. Pt-group in Cu-deposits Poland // *Ecom. Geol.* – 1982. – № 6. – P. 1578–1591.
52. Kucha H. Precious metal bearing shale from Zechstein copper deposits, Lower Silesia Poland // *Trans. Inst. Mining and Met.* – 1983. – B. 92. – P. 72–79.
53. Kucha H., Bil B.W. The characteristics of ore mineralization in the Weisswasser copper district, Germany // *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*. – 2017. – V. 468. – P. 143–152.
54. Cu isotopic fractionation in the supergene environment with and without bacteria / R. Mathur, J. Ruiz, S. Titley, L. Liermann, H. Buss, S. Brantley // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2005. – V. 69. – № 22. – P. 5233–5246.
55. Mikulski S.Z., Stein H.J. Re-Os ages for Ag-bearing Cu sulphide ores from the Kupferschiefer in Poland // *Proceeding of the 13<sup>th</sup> Biennial SGA Meeting*. – Nancy, France, 24–27 August 2015. – Nancy: Université de Lorraine, 2015. – P. 607–610.
56. Oszczepalski S., Chmielewski A., Speczik S. Variability of ore mineralization in the North-West-trending extension of the Lubin-Sieroszowice deposit // *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*. – 2017. – V. 468. – P. 109–142.
57. Prospective copper resources in Poland. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi / S. Oszczepalski, S. Speczik, K. Małeczka, A. Chmielewski // Mineral Resources Management*. – 2016. – V. 32. – № 2. – P. 5–30.
58. Experimental study of Cu isotope fractionation during the reaction of aqueous Cu (II) with Fe (II) sulphides at temperatures between 40 and 200 °C / M. Pakala, D. Asael, I.B. Butler, A. Matthews, D. Rickard, M. Pakala // *Chemical Geology*. – 2011. – V. 289. – № 1–2. – P. 31–38.
59. Relationship between the occurrence of ore minerals and geochemical properties of organic matter in the Kupferschiefer strata, KGHM Polska miedź S.A. mining area / J. Pieczonka, D. Wiaclaw, A. Piestrzyński, M.J. Kotarba, R. Rożek, R. Jedleki, W. Szarowski, M. Włodarczyk // *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*. – 2017. – V. 468. – P. 9–28.
60. Geology of the European Kupferschiefer, Lubin, Poland / A. Piestrzyński, J. Pieczonka, T. Ćwiertnia, W. Zygo // *Geological Excursion Guide, 13<sup>th</sup> Biennial SGA Meeting*. – Nancy, France, 24–27 August 2015. – 51 p.
61. Radliński M., Sawłowicz Z. Altered rhythmic sulphide bands in the Weissliegens sandstone in the Rudna mine (Fore-Sudetic Monocline, Poland) // *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*. – 2017. – V. 468. – P. 61–78.
62. Sokalska A. Zmienność litologiczna łupku miedzionośnego w obniżeniach reliefu białego spągowca w rejonie żyznych rud miedzi Rudna i Sieroszowice // *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*. – 2017. – V. 468. – P. 199–208.
63. Stein H.J. Dating and Tracing the History of Ore Formation // *Treatise on Geochemistry*. 2<sup>nd</sup> ed. / Ed. by H.D. Holland, K.K. Turekian. – Oxford: Elsevier, 2014. – V. 13. – P. 87–118.
64. Mikulski S.Z., Stein H.J. Re-Os isotopic age of the Cu-Ag sulphide ore and its mineralogical and geochemical characteristic from the Lubin-Polkowice mining area (SW Poland) // *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*. – 2017. – V. 468. – P. 79–96.
65. Genetic models of formation of cupriferous sandstone and shale deposits (examples from Jezkagan, Udokan and the Lubin – Głogów Copper District) / A.I. Trubachev, A.T. Korolkov, A. Duchmal-Chernikiewicz, T.A. Radomskaya // *Petrological and mineralogical studies in geology: VIII Polish Conference. Abstracts*. – Crakow, Poland, 1–2 June 2017. – P. 53.
66. Vaughan D.J. Sulfide mineralogy and geochemistry: introduction and overview // *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*. – 2006. – V. 61. – P. 1–5.
67. Mass fractionation processes of transition metal isotopes / X.K. Zhu, Y. Guo, R.J.P. Williams et al. // *Earth and Planetary Science Letters*. – 2002. – V. 200. – № 1–2. – P. 47–62.
68. Zieliński K., Speczik S. Deep copper and silver deposits – a chance for Polish metal mining industry // *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*. – 2017. – V. 468. – P. 153–164.
69. Zweeney M.A., Binda P.L., Vaughan D.J. Genesis of the ores of the Zambian copper belt // *Ore geol. rev.* – 1991. – V. 6. – № 1. – P. 51–76.

Поступила 27.08.2019 г.

#### Информация об авторах

**Трубачев А.И.**, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры обогащения полезных ископаемых и вторичного сырья Забайкальского государственного университета.

**Корольков А.Т.**, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры динамической геологии Иркутского государственного университета.

**Радомская Т.А.**, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник Института геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН.

UDC 553.2:553.434

## PARAGENESES OF MINERALS AND FORMS OF THEIR RECOGNITION REFLECTING THE STAGES OF FORMATION OF CUPRIFEROUS SANDSTONES AND SHALES DEPOSIT

**Aleksey I. Trubachev**<sup>1</sup>,

jesika-m@yandex.ru

**Aleksey T. Korolkov**<sup>2</sup>,

baley51@mail.ru

**Tatiana A. Radomskaya**<sup>3</sup>,

taniaojigova@mail.ru

<sup>1</sup> Transbaikalian State University,  
30, Aleksandro-Zavodskaya Avenue, Chita, 672039, Russia.

<sup>2</sup> Irkutsk State University,  
1, Karl Marx Avenue, Irkutsk, 664003, Russia.

<sup>3</sup> Vinogradov Institute of Geochemistry SB RAS,  
1A, Favorskii Avenue, Irkutsk, 664033, Russia.

**The relevance of the research.** The views on the genesis of cupriferous sandstones and shales deposits have been widely discussed in subject-related literature. Even if diverse research approaches are available, the study on the parageneses of major ore minerals of deposits remains the main criterion for credibility of proposed hypotheses.

**The main aim** of the research is to reveal the stages of formation of cupriferous sandstones and shales deposits using acquired data on the relationships between major ore minerals.

**Objects:** deposits and ore occurrences of cupriferous sandstones and shales deposits of the Kodar-Udokan zone and comparative analysis of the obtained results on the other 74 Cu-bearing zones.

**Methods:** geological survey for uncovering the setting, conditions of formation, specifics of structure, mineral composition of deposits and ore occurrences of cupriferous sandstones and shales, mineragraphy research of major ore minerals parageneses.

**Results.** It was found that ore of the cupriferous and sandstones and shales deposits contains numerous minerals, which when merged, produce paragenetic associations subdivided into major, secondary and rare, and considering formation conditions classified as sedimentation-diagenetic, post-diagenetic and hypergenic ones. The minerals display diverse structural relationships (lamellar, lattice-like, counter-penetrating boundaries, subgraphic, replacements, granule, corrosion, porphyroblastic, etc.). The mostly common forms of recognizing individual minerals and their parageneses are: disseminated, spot, layer (parallel, rhythmically layered, wavy, oblique), concretion-globule, streak, rim, lens, nest, flaser, colloform, earth-powder and incrustations, reflecting the main stages for rock and ore formation of cupriferous and sandstones and shales deposits: sedimentogenesis–diagenesis–catagenesis–metamorphism–hypergenesis. Formation of minerals, their parageneses and forms of recognition are defined in sedimentogenesis by: pH value, carbonate media, lithology-facies setting, climate; in diagenesis: values of Eh and pH media of ore formation, solubility of sulfides, concentration of metals, sulphate-ions and H<sub>2</sub>S; in catagenesis and metamorphism: increased temperatures and pressures, action of metamorphic and post-magmatic solutions; in hypergenesis: reactions of oxidation and reduction, electrochemical and bacterial processes dependent on hypsometry, tectonics, lithologic features, climate, mineral composition of primary ores.

### Key words:

Cupriferous sandstones and shales deposits, paragenesis of minerals, structure, texture, forms of recognition, stages, conditions of formation.

### REFERENCES

1. Brodin B.V. O paragenезise mineralov (k diskussii o sushchnosti i obeme ponyatiya) [On the paragenesis of minerals (to the discussion about the essence and scope of the concept)]. *Izvestiya vuzov «Geologiya i razvedka»*, 1981, no. 7, pp. 41–46.
2. Narkelyun L.F., Trubachev A.I., Salikhov V.S. *Okislennyye rudy Udokana* [Oxidized ores of Udokan]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1987. 101 p.
3. Krendelev F.P., Bakun N.N., Volodin R.N. *Medistyye peschaniki Udokana* [Copper sandstones of Udokan]. Moscow, Nauka Publ., 1983. 248 p.
4. Strakhov N.M. *Osnovy teorii litogeneza* [Fundamentals of the theory of lithogenesis]. Moscow, USSR Academy of Sciences Publ., 1962. Vol. 2, 575 p.
5. Annels A.E., Vaughan D.J., Craig J.R. Conditions of ore mineral formation in Zambian copper belt deposit with special reference to the role of cobalt. *Mineralium deposita*, 1983, vol. 18, no. 1, pp. 71–88.
6. Bezrodnykh Yu.P. *Raspredelenie i usloviya nakopleniya serebra, zolota i drugikh elementov-primesei v medistykh peschanikakh i slancakh*. Avtoreferat Kand. nauk [Distribution and conditions of accumulation of silver, gold and other impurities in copper sandstones and shale. Cand. Diss. Abstract]. Irkutsk, 1969. 23 p.
7. Bogdanov Yu.V., Buryanova E.Z., Kuttyrev E.I. *Stratifikatsionnyye mestorozhdeniya medi SSSR* [Stratified copper deposits of the USSR]. Leningrad, Nedra Publ., 1973. 312 p.
8. Volodin R.N., Chechetkin V.S., Trubachev A.I. *Udokanskoe mednoe i Katuginskoe redkometalnoye mestorozhdeniya Chitinskoy oblasti Rosii* [Udokan copper and Katugin rare metal deposits of the Chita region of Russia]. Chita, Poisk Publ., 2004. 522 p.
9. Krendelev F.P., Bakun N.N., Volodin R.N. *Medistyye peschaniki Udokana* [Copper sandstones of Udokan]. Moscow, Nauka Publ., 1983. 248 p.

10. Narkelyun L.F., Bezrodnikh Yu.P., Trubachev A.I., Salikhov V.S. *Medistye peschaniiki i slantsy yuzhnoy chasti Sibirskoy platformy* [Copper sandstones and shales of the southern part of the Siberian platform]. Moscow, Nedra Publ., 1977. 223 p.
11. Narkelyun L.F., Salikhov V.S., Trubachev A.I. *Medistye peschaniiki i slantsy mira* [Copper sandstones and shale of the world]. Moscow, Nedra Publ., 1983. 414 p.
12. Popov V.M. Plastovye mestorozhdeniya tsvetnykh metallov i voprosy ikh genezisa [Stratum deposits of non-ferrous metals and questions of their genesis]. *Problemy genezisa* [Problems of the genesis of ores]. Moscow, Nauka Publ., 1964. pp. 350–368.
13. Narkelyun L.F. *Geologiya i orudnenie Dzhezkazganskogo mestorozhdeniya* [Geology and mineralization of the Dzhezkazgan deposit]. Moscow, Nauka Publ., 1962. 131 p.
14. Bogdanov Yu.V. Kontakovy metamorfizm medistykh peschanikov v rayone Udokanskogo mestorozhdeniya [Contact metamorphism of copper sandstones in the Udokan deposit area]. *Zapiski VMO*, 1963, vol. 92, no. 5, pp. 535–546.
15. Narkelyun L.F., Trubachev A.I. Indikatory osadochnogo formirovaniya stratiformnykh mestorozhdeniy medi [Indicators of sedimentary formation of stratiform copper deposits]. *Litogenez i rudoobrazovanie* [Lithogenesis and ore formation]. Moscow, Nauka Publ., 1989. pp. 64–78.
16. Korolkov A.T., Radomskaya T.A., Yagudzhinsky R. Genesis of Polish copper deposits. *Bulletin of Irkutsk State University. Series «Earth Sciences»*, 2016, vol. 17, pp. 91–102. In Rus.
17. Trubachev A.I., Korolkov A.T., Duchmal-Chernikiewicz A., Radomskaya T.A. Genetic models of formation of cupriferous sandstone and shale deposits (examples from Jezkazgan, Udokan and the Lubin – Głogów Copper District). *Petrological and mineralogical studies in geology: VIII Polish Conference*. Abstraks. Crakow, Poland, 1–2 June 2017. pp. 53.
18. Trubachev A.I. *Formatsionno-parageneticheskiy analiz medistykh peschanikov i slantsev, zakonornosti ikh razmesheniya i genezis* [Formation-paragenetic analysis of copper sandstones and shale, the regularity of their location and genesis]. Chita, ChitSU Publ., 2009. 347 p.
19. Trubachev A.I., Salikhov V.S., Vasilev V.G. *Stratiformnye mestorozhdeniya Zabaykalya* [Stratiform deposits of Transbaikalia]. Chita, ZabGU Publ., 2014. 305 p.
20. Gablina I.F. *Usloviya medenakopleniya v krasnotsvetnykh kontinentalnykh formatsiyakh* [Copper accumulation conditions in red continental formations]. Moscow, Nauka Publ., 1983. 111 p.
21. Domarev V.S. Osobennosti raznovozrastnykh mestorozhdeniy medistykh peschanikov [Peculiarities of uneven-age deposits of copper sandstones]. *Problemy mineralogii i petrologii* [Problems of mineralogy and petrology]. Leningrad, Nauka Publ., 1972. pp. 147–158.
22. Belevtsev Ya.N. *Metamorfogennoe rudoobrazovanie* [Metamorphogenic ore formation]. Moscow, Nedra Publ., 1979. 275 p.
23. Ruchkin G.V. Model regionalnogo metamorfizma dokembriyskikh kolchedannykh mestorozhdeniy [Model of regional metamorphism of Precambrian pyrite deposits]. *Geologiya rudnykh mestorozhdeniy*, 1981, no. 5. pp. 19–32.
24. Garrels R.M., Christ Ch.L. *Rastvory, mineral, ravnovesiya* [Solutions, minerals, equilibria]. Moscow, Mir Publ., 1968. 368 p.
25. Marakushev A.A. Termodinamicheskaya osnova obrazovaniya paragenizisov khimicheskikh elementov v protsessakh glubinnogo mineraloobrazovaniya [Thermodynamic basis of formation of parageneses of chemical elements in deep mineral formation]. *Ocherki fiziko-khimicheskoy petrologii* [Sketches of physico-chemical petrology]. Moscow, Nauka Publ., 1975. Vol. 5, pp. 121–194.
26. Bezrodnikh Yu.P., Narkelyun L.F., Trubachev A.I. O strukturnakh tipa raspada tverdogo rastvora v rudakh Udokanskogo mestorozhdeniya [On the structures of solid solution decomposition type in the ores of the Udokan deposit]. *Trudy Irkutskogo politekhnicheskogo instituta* [Proc. of the Irkutsk Polytechnic Institute]. Irkutsk, IPI Publ., 1968. No. 42, pp. 135–144.
27. Salikhov V.S. *Usloviya obrazovaniya i strukturno-veshchestvennye osobennosti stratiformnogo mednogo orudneniya* [Formation conditions and structural and material features of stratiform copper mineralization]. Chita, ChitSU Publ., 2008. 377 p.
28. Satpaeva M.K. *Rudy Dzhezkazgana i usloviya ikh formirovaniya* [Dzhezkazgan ores and conditions of their formation]. Alma-Ata, Nauka Publ., 1985. 208 p.
29. Gablina I.F. *Metamorfizm i gipergenez medistykh peschanikov i slantsev*. Avtoreferat Dis. Dokt. nauk [Metamorphism and hypergenesis of copper sandstones and shale. Dr. Diss. Abstract]. Moscow, 1994. 45 p.
30. Pitulko V.M. *Vtorichnye oreoly rasseyaniya v kriolitozone* [Secondary aureole of dispersion in the cryolithozone]. Leningrad, Nedra Publ., 1977. 198 p.
31. Yurgenson G.A., Bezrodnikh Yu.P. O zone okisleniya Udokanskogo mestorozhdeniya medi i ee roli v formirovanii temperatur-nogo polya mnogomerzlotnykh porod [On oxidation zone of the Udokan copper deposit and its role in formation of temperature field of permafrost]. *Geokriologicheskie usloviya Zabaikalskogo Severa* [Geocryological conditions of the Trans-Baikal North]. Moscow, Nauka Publ., 1966. pp. 53–55.
32. Yurgenson G.A., Gavrilov A.M., Ilmenev E.S. Mineraly kobalta mestorozhdeniya medi Aynak [Cobalt minerals of copper deposits in Aynak]. *Zapiski VMO*, 1985, vol. 4, pp. 428–434. In Rus.
33. Mendelson F. *Medny poyas Severnoy Rodezii* [Copper belt of Northern Rhodesia]. Moscow, IL Publ., 1963. 474 p.
34. Aman A., Solovev N.N. Stratiformnoe mestorozhdenie medi Aynak (Afganistan) i glavneyshie kriterii ego prognoza [Aynak stratiform copper deposit (Afghanistan) and the main criteria for its prediction]. *Stratiformnye mestorozhdeniya* [Stratiform deposits]. Chita, ChitPI Publ., 1982. pp. 100–109.
35. Annel A.E., Vaughan D.J., Craig J.R. Conditions of ore mineral formation in Zambian copper belt deposit with special reference to the role of cobalt. *Mineralium deposita*, 1983, vol. 18, no. 1, pp. 71–88.
36. Alderton D.H.M., Selby D., Kucha H., Blundell D.J. A multistage origin for Kupferschiefer mineralization. *Ore Geol. Rev.*, 2016, vol. 79, pp. 535–543.
37. Asael D., Matthews A., Bar-Matthews M., Harlavan Y., Segal I. Tracking redox controls and sources of sedimentary mineralization using copper and lead isotopes. *Chemical Geology*, 2012, vol. 310–311, pp. 23–35.
38. Brown A.C. Close linkage of copper (and uranium) transport to diagenetic reddening of «upstream» basin sediments for sediment-hosted stratiform copper (and roll-type uranium) mineralization. *Journal of Geochemical Exploration*, 2006, vol. 89, no. 1–3, pp. 23–26.
39. Boyle R.W., Brown A.C., Jefferson C.W., Jowett E.C., Kirkham R.V. *Sediment-hosted stratiform copper deposits*. Ottawa, Geological Association of Canada, 1989. Vol. 36, Special paper, 710 p.
40. Chmielewski A., Oszczepalski S., Speczik S. Relict mineralization in the transition zone, Kupferschiefer series of SW Poland. *Mineral resources in a sustainable world*. Ed. by A.S. Andre-Mayeriin. Nancy, Universite de Lorraine. Proceedings, 2015. Vol. 5, pp. 1897–1900.
41. Dziewińska L., Tarkowski R. Geophysical study of deep basement structure of NW Poland using effective reflection coefficients. *C. R. Geosci.*, 2016, vol. 348, pp. 587–597.
42. Dziewińska L., Pepel A., Tarkowski R., Zuk Z. A new insight on the results of geophysical research of the Fore-Sudetic area in terms of prospecting for mineral deposits. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 2017, vol. 468, pp. 165–174. In Polish.
43. Ehrlich S., Butler I., Halicz L., Rickard D., Oldroyd A., Matthews A. Experimental study of the copper isotope fractiona-



- tion between aqueous Cu(II) and covellite, CuS. *Chemical Geology*, 2004, vol. 209, no. 3–4, pp. 259–269.
44. *Handbook of strata-bound and stratiform ore deposits. V. 6. Cu, Zn, Pb, and Ag Deposits*. Ed. by K.H. Wolf. Amsterdam, Elsevier, 1976. 573 p.
  45. Harańczyk C. Petrography classification of the Zechstein copper-bearing rocks from Silesia. *Bull. Acad. Polon. Sci. Geol. Geogr.*, 1964, vol. 12, no. 12, pp. 19–25.
  46. Harańczyk C., Jarosz J. Minerality kruszcowe złoza miedzi monokliny Przedsudeckiej [Mineralization compositions of Zechstein copper deposits, Northern Sudety]. *Rudy i Metale nieżelazne*, 1973, vol. 18, no. 10, pp. 398–493.
  47. Hitzman M.W., Selley D., Bull S. Formation of sedimentary rock-hosted stratiform copper deposits through earth history. *Economic Geology*, 2010, vol. 105, no. 3, pp. 627–639.
  48. Konstantynowich E. *Mineralizacja utworów cechystynu nieki polnochsudeckiej* [Mineralization compositions of Zechstein copper deposits, Northern Sudety]. Warszawa, Wydawnictwo Geologiczne, 1965. 84 p.
  49. Kozub-Budzyń G.A., Piestrzyński A. Geochemical characteristic of Ag-bearing minerals occurring in copper ore deposit at the Fore-Sudetic Monocline. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 2017, vol. 468, pp. 49–60. In Polish.
  50. Król P., Sawłowicz Z. Massive copper sulphide mineralization in dolomites from the Lubin mine (Fore-Sudetic Monocline). *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 2017, vol. 468, pp. 29–48. In Polish.
  51. Kucha H. Pt-group in Cu-deposits Poland. *Ecom. Geol.*, 1982, no. 6, pp. 1578–1591.
  52. Kucha H. Precious metal bearing shale from Zechstein copper deposits, Lower Silesia Poland. *Trans. Inst. Mining and Met.*, 1983, B. 92, pp. 72–79.
  53. Kucha H., Bil B.W. The characteristics of ore mineralization in the Weisswasser copper district, Germany. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 2017, vol. 468, pp. 143–152. In Polish.
  54. Mathur R., Ruiz J., Tittley S., Liermann L., Buss H., Brantley S. Cu isotopic fractionation in the supergene environment with and without bacteria. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2005, vol. 69, no. 22, pp. 5233–5246.
  55. Mikulski S.Z., Stein H.J. Re-Os ages for Ag-bearing Cu sulphide ores from the Kupferschiefer in Poland. *Proc. of the 13<sup>th</sup> Biennial SGA Meeting*. Nancy, France, 24–27 August 2015. Nancy, Université de Lorraine, 2015. pp. 607–610.
  56. Oszczepalski S., Chmielewski A., Speczik S. Variability of ore mineralization in the North-West-trending extension of the Lubin-Sieroszowice deposit. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 2017, vol. 468, pp. 109–142. In Polish.
  57. Oszczepalski S., Speczik S., Małecka K., Chmielewski A. Prospective copper resources in Poland. *Mineral Resources Management*, 2016, vol. 32, no. 2, pp. 5–30.
  58. Pakała M., Asael D., Butler I.B., Matthews A., Rickard D., Pakała M. Experimental study of Cu isotope fractionation during the reaction of aqueous Cu(II) with Fe(II) sulphides at temperatures between 40 and 200 °C. *Chemical Geology*, 2011, vol. 289, no. 1–2, pp. 31–38.
  59. Pieczonka J., Wiaclaw D., Piestrzyński A., Kotarba M.J., Rożak R., Jedlecki R., Szarowski W., Włodarczyk M. Relationship between the occurrence of ore minerals and geochemical properties of organic matter in the Kupferschiefer strata, KGHM Polska miedź S.A. mining area. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 2017, vol. 468, pp. 9–28. In Polish.
  60. Piestrzyński A., Pieczonka J., Ćwiertnia T., Zygo W. Geology of the European Kupferschiefer, Lubin, Poland. *Geological Excursion Guide, 13<sup>th</sup> Biennial SGA Meeting*. Nancy, France, 24–27 August 2015. 51 p.
  61. Radliński M., Sawłowicz Z. Altered rhythmic sulphide bands in the Weissliegens sandstone in the Rudna mine (Fore-Sudetic Monocline, Poland). *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 2017, vol. 468, pp. 61–78. In Polish.
  62. Sokalska A. Lithological variability of the Kupferschiefer in depressions of the Weissliegend relief in the area of the Rudna and Sieroszowice copper deposits. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 2017, vol. 468, pp. 199–208. In Polish.
  63. Stein H.J. Dating and Tracing the History of Ore Formation. *Treatise on Geochemistry*. 2<sup>nd</sup> ed. Ed. by H.D. Holland, K.K. Turekian. Oxford, Elsevier, 2014. Vol. 13, pp. 87–118.
  64. Mikulski S.Z., Stein H.J. Re-Os isotopic age of the Cu-Ag sulphide ore and its mineralogical and geochemical characteristic from the Lubin-Polkowice mining area (SW Poland). *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 2017, vol. 468, pp. 79–96. In Polish.
  65. Trubachev A.I., Korolkov A.T., Duchmal-Chernikiewicz A., Radomska T.A. Genetic models of formation of cupriferous sandstone and shale deposits (examples from Jezkazgan, Udokan and the Lubin – Głogów Copper District). *Petrological and mineralogical studies in geology: VIII Polish Conference. Abstrakts*. Crakow, Poland, 1–2 June 2017. pp. 53.
  66. Vaughan D.J. Sulfide mineralogy and geochemistry: introduction and overview. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 2006, vol. 61, pp. 1–5.
  67. Zhu X.K., Guo Y., Williams R.J.P. Mass fractionation processes of transition metal isotopes. *Earth and Planetary Science Letters*, 2002, vol. 200, no. 1–2, pp. 47–62.
  68. Zieliński K., Speczik S. Deep copper and silver deposits – a chance for Polish metal mining industry. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 2017, vol. 468, pp. 153–164. In Polish.
  69. Zweeney M.A., Binda P.L., Vaughan D.J. Genesis of the ores of the Zambian copper belt. *Ore geol. rev.*, 1991, vol. 6, no. 1, pp. 51–76.

Received: 27 August 2019.

#### Information about the authors

**Aleksey I. Trubachev**, Dr. Sc., professor, Transbaikalian State University.

**Aleksey T. Korolkov**, Dr. Sc., professor, Irkutsk State University.

**Tatiana A. Radomska**, Cand. Sc., Vinogradov Institute of Geochemistry SB RAS.

УДК 553.46(550.83:550.93)

## УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ВОЗРАСТ РЕДКОМЕТАЛЬНОГО ОРУДЕНЕНИЯ КУКУЛЬБЕЙСКОГО РУДНОГО РАЙОНА (ВОСТОЧНОЕ ЗАБАЙКАЛЬЕ)

Редина Анна Андреевна<sup>1</sup>,  
redina@igm.nsc.ru

Мокрушников Виктор Павлович<sup>1</sup>,  
viktorm@igm.nsc.ru

Редин Юрий Олегович<sup>1</sup>,  
redin@igm.nsc.ru

<sup>1</sup> Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН,  
Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3.

**Актуальность.** Определение современными методами условий формирования редкометального оруденения на примере типовых месторождений Кукульбейского рудного района, в совокупности с изотопно-геохронологическими исследованиями являются ключевыми аспектами в решении одной из важнейших фундаментальных проблем рудной геологии и геохимии – выяснение условий, источников, механизмов и последовательности формирования рудных концентраций металлов в различных геологических обстановках.

**Цель:** получение новых данных о физико-химических условиях формирования редкометального оруденения, а также установление возраста оруденения.

**Объекты:** Букукинское, Белухинское и Антоновогорское месторождения.

**Методы.** Флюидные включения были изучены в прозрачно-полированных пластинках методами крио-термометрии и Рамановской спектроскопии. Крио-термометрические исследования выполнялись в микротермокамере THMSG-600 фирмы Linkam. Образцы последовательно охлаждались до температуры  $-190$  °С и нагревались до полной гомогенизации вещества включений. В процессе наблюдения замерялись температуры эвтектики, плавления льда и гомогенизации. Температуры плавления льда для двухфазных и температуры плавления кристалликов соли для трехфазных флюидных включений позволили установить концентрацию солей в пересчете на NaCl-эквивалент. Состав газовой и минеральной фаз флюидных включений изучался методом Рамановской спектроскопии – спектрометр Ramanor U-1000 и детектор Horiba DU420E-OE-323 фирмы Jobin Yvon, лазер Millennia Pro фирмы Spectra-Physics; Confocal Raman Microscope alpha 300R фирмы WITec.  $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$  метод изотопно-геохронологического датирования по методике ступенчатого прогрева применялся для установления абсолютного возраста оруденения.

**Результаты.** Рудные минеральные ассоциации рассматриваемых месторождений сформировались при участии хлоридных высокотемпературных флюидов, насыщенных углекислотой. Повсеместно рудоносные флюиды содержат восстановленные газы, из которых превалирует метан, а сероводород, азот и водород находятся в подчиненном количестве. В рамках кристаллизации отдельных минеральных ассоциаций прослеживается эволюция рудоносного флюида: снижение температуры и концентрации растворов. Катионный состав растворов также изменился от существенно натрового до существенно калиевого. Для объектов исследования получены умеренные оценки глубин: 6–8 км для Букукинского, 4,5–6 км для Белухинского и 3–3,5 км для Антоновогорского месторождения. Возраст редкометального оруденения составляет на Антоновогорском месторождении –  $146,7 \pm 1,7$  млн лет (мусковит из кварц-мусковитовых грейзенов с вольфрамитом); на Букукинском месторождении –  $135 \pm 2,8$  млн лет (серцит из кварц-вольфрамитовых жил); на Белухинском месторождении –  $155,6 \pm 1,8$  млн лет (серцит из кварц-вольфрамитовых жил).

**Выводы.** Редкометальная минерализация Кукульбейского рудного района, на примере типовых месторождений, формировалась из высокотемпературных гидротермальных насыщенных восстановленными газами (метан, сероводород, азот и водород) углекислотно-водно-хлоридных растворов магматического происхождения. По глубине становления рассматриваемые рудоносные системы можно отнести к гипабиссальным от 8 до 3 км. Проведенные изотопно-геохронологические исследования показали, что в пределах Кукульбейского рудного района формирования вольфрамового оруденения происходило в позднеюрское-раннемеловое время, основная часть которого связана со становлением магматических пород кукульбейского комплекса, не исключено что позднеюрское оруденение связано со становлением магматических пород шахтаминского комплекса.

### Ключевые слова:

Редкометальные месторождения, возраст, условия формирования, связь с магматизмом, Восточное Забайкалье.

### Введение

Кукульбейский рудный район расположен в юго-восточном Забайкалье, в Агинской тектонической зоне и содержит крупные минеральные ресурсы вольфрама, позволяющие считать этот рудный район самостоятельной минерально-сырьевой базой вольфрама Забайкалья. Они сосредоточены главным образом на рудных полях, месторождениях Букука-Белухинского рудного узла и отчасти Этакинского. В этом старейшем рудном районе в сороко-

вых–пятидесятых годах эксплуатировались Букукинское, Белухинское, Антоновогорское и другие месторождения. В металлогеническом отношении Агинская зона известна как область наиболее широкого в регионе развития редкометального оруденения. Пространственно и генетически редкометальное оруденение связано с многочисленными массивами кукульбейского ( $J_3$ ) лейкогранитового комплекса. Наряду с массивами гранитов кукульбейского комплекса в Агинской зоне широко развиты

небольшие интрузии шахтаминского ( $J_2$ – $J_3$ ) комплекса габбро-диорит-монцодиорит-гранодиоритового состава [1]. Основную часть вольфрамового оруденения несут кварцевые жилы с грейзенированными зальбандами и штокверки, меньшую часть – кварц-мусковитовые, кварц-топазовые, кварц-турмалиновые и другие грейзены. При этом имеются все переходные типы от собственно грейзеновых к собственно кварцевым рудным телам. Чаще всего минеральные ассоциации в большинстве (пунктов минерализации) рудопроявлений однородны и представлены: вольфрамитом, касситеритом, молибденитом, арсенопиритом, пиритом, пиротином, висмутином, бериллом, флюоритом др. Некоторые отличия были обнаружены лишь в месторождениях с более сложным составом и нередко значительную ролью сульфидов молибдена, свинца, цинка, меди, мышьяка, и других элементов.

Месторождения Восточного Забайкалья рассматривались в работе Е.М. Лазько и др. [2], посвященной выявлению некоторых важнейших физико-химических аспектов генезиса месторождений и выработке поисковых термобарогеохимических критериев, вместе с другими объектами Средней Азии, Северного Кавказа, Рудного Алтая и Забайкалья. В книге приведены результаты исследований, проведенных с использованием актуальных методов и технологий на момент публикации: томогенеза, декрипитации и криометрии включений, водных и газовых вытяжек. Объекты, обсуждаемые в работе Лазько и др., были рассмотрены не индивидуально, а как члены ряда однотипных месторождений. В данной работе исследовались Букукинское, Белухинское и Антоновское месторождения. По которым приводится детальное описание физико-химических условий формирования, полученное современными методами термобарогеохимии, по отдельным рудным минеральным ассоциациям. Предварительные результаты изучения флюидных включений редкометальных месторождений Восточного Забайкалья изложены в работе А.А. Редина и др. [3].

#### Геологическое строение

Букука-Белухинский рудный узел охватывает территорию, расположенную на стыке оловянно-вольфрамового и золото-молибденового рудных поясов, выделенных С.С. Смирновым. В пределах рудного узла наиболее широко развиты разломы северо-восточного простирания, участки их пересечения с разломами северо-западного направления определяют положение локальных очаговокупольных структур (Букукинской, Белухинской), интрузивных массивов и вольфрамового оруденения. В Букука-Белухинском рудном узле один из главных рудоконтролирующих факторов – связь вольфрамового оруденения с гранитоидами кукульбейского интрузивного комплекса. Площади, на которых отсутствуют проявления специфических гранитных образований, соответственно лишены рудной минерализации. Границей рудно-

го узла является проекция рудоносных массивов гранитов, в том числе не вскрытых эрозией и отмечающихся гравитационными минимумами.

Биотитовые и лейкократовые граниты и гранит-порфиры рудоносного кукульбейского комплекса слагают дайки и небольшие штокообразные тела в пределах Белухинского и Букукинского массивов гранитоидов, в том числе и в районе одноименных вольфрамовых месторождений. Исследованиями установлено, что гранит-порфиры поздней рудоносной фазы в пределах Букука-Белухинского рудного узла пользуются гораздо более широким развитием, чем это считалось ранее. Значительная часть рудоносных гранитоидов залегает на глубине, то есть в целом Букука-Белухинский плутон имеет двухъярусное строение [4].

*Букукинское месторождение* (рис. 1) занимает площадь около 6 км<sup>2</sup>, хотя вообще вольфрамовое оруденение фиксируется и в ближайших его окрестностях, распространяясь на площади до 10 км<sup>2</sup>. Месторождение сложено гранодиоритами шахтаминского интрузивного комплекса. Известно, что вышеупомянутые гранитоиды являются пассивными по отношению к продуктивному вольфрамовому оруденению. Собственно вольфрамовое оруденение связывается с невскрытым куполом кукульбейских гранитоидов, проявления которых имеются и на поверхности. На месторождении развиты два типа руд: кварц-гюбнерит-сульфидный и вольфрамитсодержащих грезейнов. Жилы сосредоточены среди среднеюрских гранодиоритов шахтаминского интрузивного комплекса. Протяженность жил составляет от 50–800 до 1500–2000 м, мощность до 2–3 м. Они вскрыты горными выработками до глубины 230 м, буровыми скважинами до 400 м и более. Кроме вольфрама в них содержится висмут до 1 %, сульфиды меди, свинца и железа. Околожилные изменения выражены в интенсивной грейзенизации. Вольфраморудные грейзены Букукинского месторождения находятся на двух участках и имеют площадное распространение. На участке «Грейзеновое поле» они мусковитовые, кварц-мусковитовые, кварц-топазовые. Восточный участок грейзенов приурочен к сравнительно пологому (20–40°) контакту штока позднеюрских кварцевых порфиров с гранодиоритами шахтаминского комплекса и перекрывающих их метаморфизованных глинистых сланцев. Грезейны преимущественно кварцевые. Руды штокверковые и представлены вольфрамитом, молибденитом, сфалеритом, иногда шеелитом, висмутином, халькопиритом, бериллом и литиеносными слюдами. Штокверк располагается в зоне трещиноватости, предположительно связанной с апикальным выступом Букукинского гранитного массива, прослеживается в северо-восточном направлении на 160 м при ширине 60 м.

*Белухинское месторождение* (рис. 1) расположено в экзоконтактной зоне одноименного гранитного массива (в 17 км на северо-восток от Букукинского). Содержит 114 кварц-вольфрамитовых

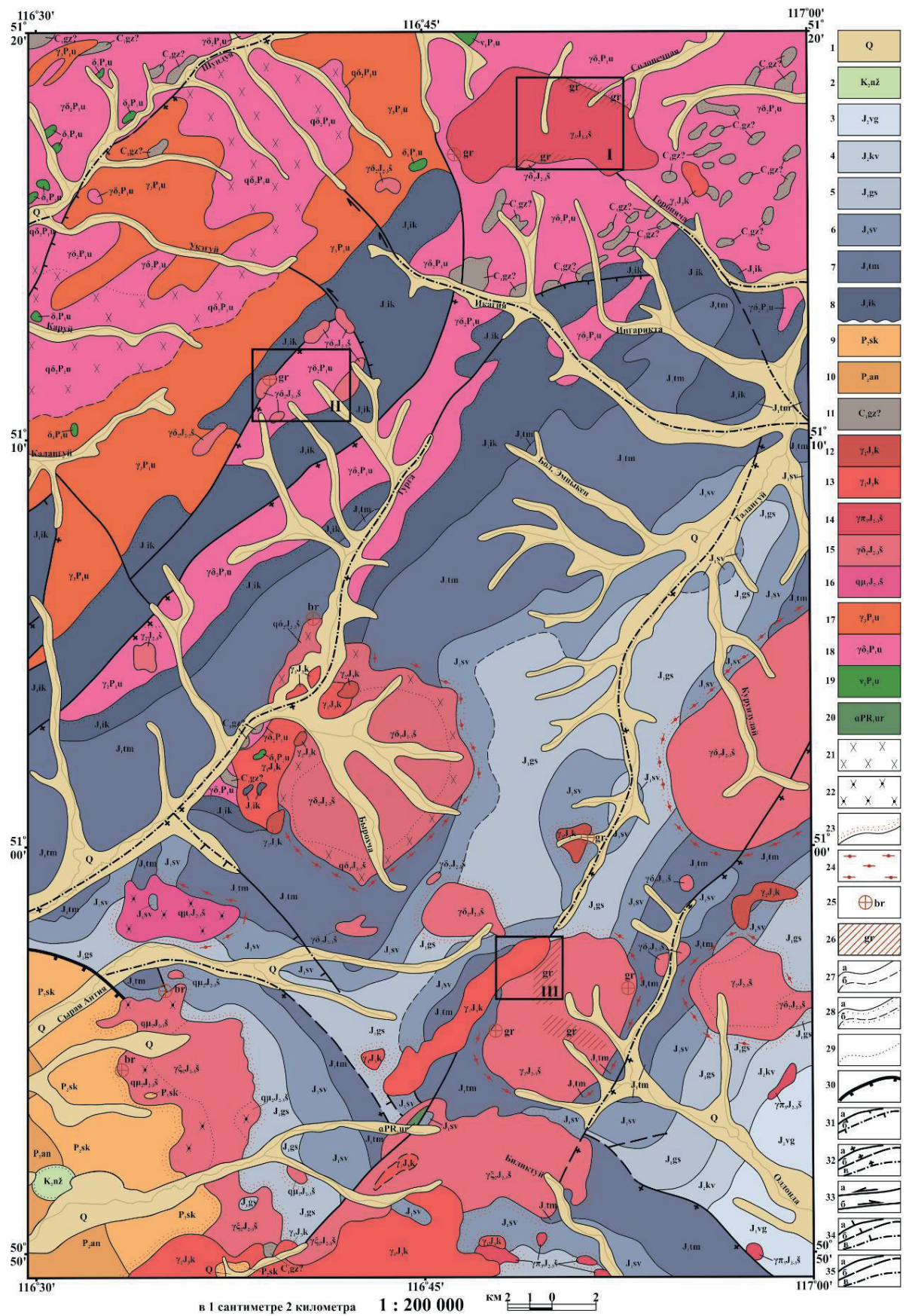
жил. Крутопадающие рудные тела имеют длину от 45 до 765 м, мощность 0,1–0,5 м. Околорудные изменения выразились в грейзенизации, окварцевании и березитизации.

Главные рудные минералы – вольфрамит и шеелит, попутные – висмутин и молибденит. Помимо самого месторождения, в окрестностях выделены ещё несколько участков, на которых имеются площадные грейзены по гранитоидам кукульбейского комплекса. В них установлены содержания вольфрама, свинца и фтора до 1 %, лития – 0,3 % [5]. Проведенные в последнее время петрохимические и геохимические исследования магматических пород Белухинского массива подтвердили неоднократно отмечавшуюся ошибочность отнесения их на геологических картах к шахтаминскому комплексу. Проведенный комплекс исследований показал, что магматические породы Белухинского массива относятся к кукульбейскому комплексу [1].

Антоновогорское месторождение (рис. 1) входит в состав Этыкинского рудного узла, приурочено к контакту одноименного гранитного массива кукульбейского комплекса с нижнеюрскими отложениями и представляет собой главным образом объект жильного типа. На площади месторождения найдено более 200 кварц-вольфрамитовых и кварц-вольфрамит-сульфидных жил с северо-восточным направлением, крутыми углами падения ( $75\text{--}80^\circ$ ) на северо-запад и протяжённостью от 45 до 560 м (иногда до 700 м), с мощностями от 0,2 до 1,51 м. Среднее содержание вольфрама в рудах – 0,5 %. Главный жильный рудный минерал – вольфрамит, в осадочных породах – касситерит, также встречаются: шеелит, халькопирит, пирит, арсенипирит, берилл, висмутин, пирротин, сфалерит, марказит. Наиболее распространённые околожильные изменения: окварцевание и грейзенизация [5].

**Рис. 1.** Фрагмент геологической карты М-50-IX с дополнениями авторов: 1 – четвертичные отложения; 2 – ножийская свита: галечники и валунники; 3 – верхнегазимульская свита: конгломераты с прослоями и линзами гравелитов, песчаников, хлидолитов; 4 – кавыкучинская свита: переслаивание конгломератов, песчаников, гравелитов и алевролитов; 5 – государевская свита: песчаники, алевролиты; 6 – сивачинская свита: конгломераты, гравелиты, прослои и пачки песчаников; 7 – таменгинская свита: песчаники, алевролиты, аргиллиты; 8 – икагийская свита: алевролиты, аргиллиты, песчаники, хлидолиты, в основании дресвяники, гравелиты, конгломераты; 9 – соктуйская свита: песчаники, туфопесчаники, конгломераты, конгломерато-брекчии, гравелиты, алевролиты; 10 – антиинская свита: песчаники, туфопесчаники, алевролиты, аргиллиты, конгломераты; 11 – газимурзаводская (?) свита: кварцево-сланцевые сланцы, мрамора; 12, 13 – кукульбейский комплекс: 12 – литионит-амазонит-альбитовые граниты ( $\gamma_2$ ); 13 – граниты, лейкограниты ( $\gamma_1$ ); 14–16 шахтаминский комплекс: 14 – граниты ( $\gamma_3$ ); гранит-порфиры ( $\gamma_3$ ); 15 – гранодиориты ( $\gamma_2$ ), граносиениты ( $\gamma_2$ ), кварцевые монцодиориты ( $q\mu_2$ ), кварцевые диориты ( $q\delta_2$ ); 16 – кварцевые монцодиориты ( $q\mu_1$ ); 17–19 ундинский комплекс: 17 – граниты ( $\gamma_3$ ); 18 – гранодиориты ( $\gamma_2$ ), кварцевые диориты ( $q\delta_2$ ); 19 – габбро ( $\nu_1$ ), диориты ( $\delta_1$ ); 20 – урульгинский комплекс метаморфический: амфиболиты ( $\alpha$ ); 21 – кварцевые диориты; 22 – кварцевые монцодиориты; 23 – контактовые роговики и ороговикованные породы, тектониты; 24 – динамометаморфизованные породы филлиты и эпидот-хлоритовые сланцы; 25, 26 – метасоматиты и метасоматически изменённые породы; 25 – внемасштабные тела: березиты, грейзены; 26 – грейзены; 27 – геологические границы между разновозрастными подразделениями и телами разного состава внутри них: а) достоверные, б) предполагаемые; 28 – несогласное залегание: а) достоверные, б) предполагаемые; 29 – несогласное залегание между фашиально разными образованиями; 30 – структурные швы сложной кинематики с преобладанием листрических взбросов и надвигов; 31–35 – разломы второго порядка: 31 – надвиги: а) достоверные, б) предполагаемые; 32 – взбросы и крутые надвиги: а) достоверные, б) предполагаемые, в) скрытые под вышележащими образованиями, достоверные; 33 – сдвиги: а) левые, б) правые; 34 – сбросы (с указанием наклона сместителя): а) достоверные, б) предполагаемые, в) скрытые под вышележащими образованиями, достоверные; 35 – разломы второго порядка неустановленной кинематики: а) достоверные, б) предполагаемые, в) скрытые под вышележащими образованиями, достоверные. Черными квадратами показаны объекты исследования: I – Белухинское месторождение; II – Букукинское месторождение; III – Антоновогорское месторождение

**Fig. 1.** Fragment of the geological map M-50-IX with the authors' additions: 1 – quaternary sediments; 2 – nozhisky formation: pebbles and boulders; 3 – verkhnegazimursky formation: conglomerates with interlayers and lenses of gravelites, sandstones, hlydolites; 4 – kavykuchinsky formation: interbedding of conglomerates, sandstone, gravel and siltstones; 5 – gosudarevsky formation: sandstones, siltstones; 6 – sivashinsky formation: conglomerates, gravel, interlayers and bundles of sandstones; 7 – tamengsky formation: sandstones, siltstones, mudstones; 8 – ikagiysky formation: siltstones, mudstones, sandstones, hlydolites, in the basement dregs, gravelites, conglomerates; 9 – soktuiysky formation: sandstones, tuff sandstones, conglomerates, conglomerate-breccias, gravelites, siltstones; 10 – antiinsky formation: sandstones, tuff sandstones, siltstones, argillites, conglomerates; 11 – gazimurozavodsky (?) formation: quartz-micaceous shales, marble; 12, 13 – Kukulbeisky complex: 12 – lytonite-amazonite-albite granites ( $\gamma_2$ ); 13 – granites, leucogranites ( $\gamma_1$ ); 14–16 – Shakhtama complex: 14 – granites ( $\gamma_3$ ); granite-porphyrus ( $\gamma_3$ ); 15 – granodiorites ( $\gamma_2$ ), granosyenites ( $\gamma_2$ ), quartz monzodiorites ( $q\mu_2$ ), quartz diorites ( $q\delta_2$ ); 16 – quartz monzodiorites ( $q\mu_1$ ); 17–19 – Undine complex: 17 – granites ( $\gamma_3$ ); 18 – granodiorites ( $\gamma_2$ ), quartz diorites ( $q\delta_2$ ); 19 – gabbro ( $\nu_1$ ), diorites ( $\delta_1$ ); 20 – Urulgin'sky metamorphic complex: amphibolites ( $\alpha$ ); 21 – quartz diorites; 22 – quartz monzodiorites; 23 – contact hornfels and hornfels, tectonites; 24 – dynamo-metamorphized rocks, phyllites and epidote-chlorite schists; 25, 26 – metasomatites and metasomatically altered rocks: 25 – out-of-scale bodies: berezites, greisens; 26 – greisens; 27 – geological boundaries between different age divisions and bodies of different composition within them: a) reliable, b) assumed; 28 – unconformity: a) reliable, b) assumed; 29 – disagreement between facies of different formations; 30 – structural seams of complex kinematics with predominance of listretic ups and thrusts; 31–35 – second-order faults: 31 – thrusts: a) reliable, b) assumed; 32 – ups and steep thrusts: a) reliable, b) assumed, e) hidden under the overlying formations, reliable; 33 – shifts: a) left, b) right; 34 – faults (indicating the slope of the displacer): a) reliable, b) assumed, e) hidden in the overlying formations, reliable; 35 – second-order faults of unknown kinematics: a) reliable, b) assumed, e) hidden under the overlying formations, reliable. The black squares show the objects of investigation: I – Belukha deposit; II – Bukuka deposit; III – Antonovogora deposit



### Возраст оруденения

Нами были проведены исследования возраста К-содержащих минералов синрудных парагенезисов  $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$  по методике ступенчатого прогрева, подробно описанной ранее [6]. Полученные возрастные спектры, представленные на рис. 2, могут интерпретироваться как ненарушенные.

Во всех спектрах выделяется плато, соответствующее критериям, предложенным в [7]. Возраст редкометального оруденения составляет на Антоновогорском месторождении –  $146,7 \pm 1,7$  млн лет (мусковит из кварц-мусковитовых грейзенов с вольфрамитом); на Букукинском месторождении –  $135 \pm 2,8$  млн лет (серицит из кварц-вольфрамитовых жил); на Белухинском месторождении –  $155,6 \pm 1,8$  млн лет (серицит из кварц-вольфрамитовых жил).

### Флюидные включения

По оптическим наблюдениям при комнатной температуре для исследований были отобраны, используя критерии, изложенные в работе Э. Рёддера [8], первичные, псевдотричные и вторичные флюидные включения (ФВ). Первичные ФВ изометричной, овальной или формы негативных кристаллов, размером от 5 до 15 мкм. Они наблюдаются в виде индивидуальных включений, реже образуют небольшие группы. Псевдотричные ФВ имеют удлиненную или изометричную форму вакуоли и размеры 8–17 мкм. Такие включения локализуются в трещинках, залеченных в процессе роста кристалла-хозяина. Вторичные ФВ неправильной формы и размерами 10–25 мкм располагаются по более поздним трещинам, секущим несколько зерен минерала-хозяина. По фазовому со-

ставу при стандартных условиях выделяются три вида ФВ: 1) VL (vapor-liquid) газовой-жидкие; 2) VLC (vapor-liquid- $\text{CO}_2$ liquid) газовой-жидкие, содержащие углекислоту в жидкой форме; 3) VLS (vapor-liquid-solid), содержащие газовую, жидкую и твердую фазы. Исследования ФВ проводились на базе ИГМ СО РАН методами микротермометрии и Раман-спектроскопии. Криво-термометрические измерения осуществлялись при помощи термокамеры THMSG-600 фирмы Linkam. Интерпретация температур эвтектики газовой-жидких ФВ проводилась согласно данным А.С. Борисенко [9]. Кроме того, для двухфазных ФВ концентрация растворов определялась по температуре плавления льда [10]. Давление флюида рассчитано посредством программы FLINCOR [11] с использованием температур гомогенизации  $\text{CO}_2$ . Состав газовой фазы установлен на спектрометре Ramanor U-1000 с детектором Horiba DU420E-OE-323 фирмы Jobin Yvon, лазер Millennium Pro фирмы Spectra-Physics. Результаты всех термобарогеохимических измерений и расчетов приведены в таблице.

**Букукинское месторождение.** Рудная минерализация представлена бериллом, вольфрамитом, сульфидами Fe, Pb и висмутином. Для исследования были отобраны образцы четырех минеральных ассоциаций: кварц-берилл-мусковитовые грейзены с вольфрамитом, пиритом и молибденитом (образцы Buk-2-1, Buk-2-2) I; кварцевые жилы с вольфрамитом и пиритом (образец Buk-1) II; кварцевые жилы с пиритом, галенитом и вольфрамитом (Buk-3-1, Buk-3-2) III; кварцевые жилы с висмутином, пиритом и вольфрамитом (Buk-4) IV.

Вольфрамит минеральной ассоциации I наблюдается в виде рассеянной вкрапленности и прожил-

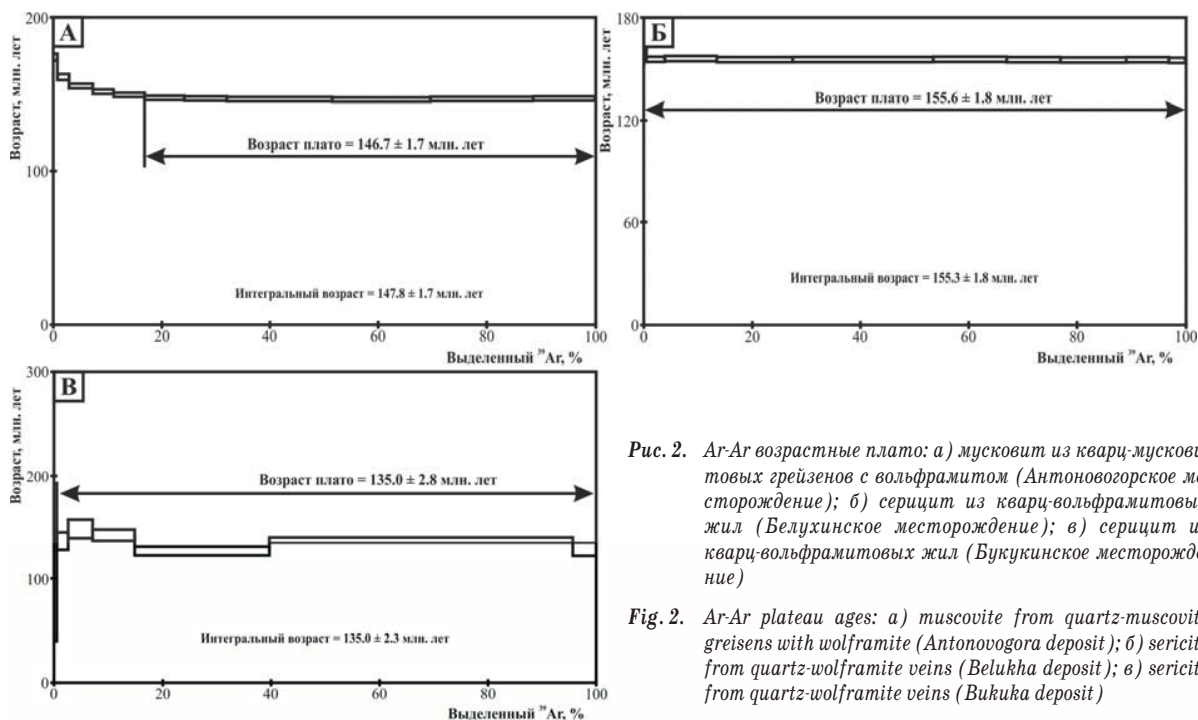


Рис. 2. Ar-Ar возрастное плато: а) мусковит из кварц-мусковитовых грейзенов с вольфрамитом (Антоновогорское месторождение); б) серицит из кварц-вольфрамитовых жил (Белухинское месторождение); в) серицит из кварц-вольфрамитовых жил (Букукинское месторождение)

Fig. 2. Ar-Ar plateau ages: а) muscovite from quartz-muscovite greisens with wolframite (Antonovogora deposit); б) sericite from quartz-wolframite veins (Belukha deposit); в) sericite from quartz-wolframite veins (Bukuka deposit)

ков. Первичные и псевдотворичные ФВ в кварце напрямую характеризуют процесс рудообразования. Первичные VL ФВ гомогенизируются в жидкость при высоких температурах  $T_{\text{гом}}$  350–390 °С. Полученные температуры эвтектики  $T_{\text{эвт}}$  –23...–21 °С указывают на присутствие в растворе хлоридов натрия и калия. Концентрация солей в растворе, по температурам плавления льда  $T_{\text{пл}}$  –7...–5 °С, эквивалентна 7,9–10,5 мас. % NaCl-эkv. Газовая фаза представлена смесью метана и углекислоты, в отдельных случаях с примесью азота и водорода. Для псевдотворичных VL ФВ получены средние температуры гомогенизации в жидкость  $T_{\text{гом}}$  250–280 °С и относительно высокие температуры плавления льда  $T_{\text{пл}}$  –6...–2 °С. По этим данным можно определить концентрацию солей, как равную 3,4–9,2 мас. % NaCl-эkv. В газовой фазе содержится преимущественно углекислота, редко с примесью метана.

Берилл кварц-берилл-мусковитовых грейзен I трещиноватый почти бесцветный (с легким голубо-зеленым оттенком). В нем содержатся первичные и вторичные ФВ видов VL, VLC и VLS. Первичные ФВ VL гомогенизируются в жидкую фазу при температурах  $T_{\text{гом}}$  240–320 °С. Температуры эвтектики  $T_{\text{эвт}}$  –21...–19 °С свидетельствуют о преобладании хлорида натрия в растворе. Судя по полученным температурам плавления льда ( $T_{\text{пл}}$  –3,5...–1,5 °С) захваченный раствор слабосоленый 2,6–5,7 мас. % NaCl-эkv. В состав газовой фазы входят метан и углекислота, редко примесь азота и водорода. При нагревании первичных VLC ФВ (рис. 3, а) установлено, что углекислота гомогенизируется в газ при температурах  $T_{\text{гом}}$  CO<sub>2</sub> 28–30 °С, а полная гомогенизация включений происходит в жидкость при температурах  $T_{\text{гом}}$  250–280 °С. Полученным значениям соответствуют плотность углекислоты  $\rho_{\text{CO}_2}$  0,34–0,42 г/см<sup>3</sup> и давление 2000–2100 бар. VLS ФВ являются первичными. Оптически выделяются две разновидности минеральных фаз: светлоокрашенные анизотропные (рис. 3, б) и очень мелкие темноокрашенные (вероятно, рудный минерал) (рис. 3, в). Светлоокрашенные твердые фазы представлены силикатами и, вероятно, являются ксеногенными. Идентифицировать темноокрашенные твердые фазы не удалось в виду их малых размеров. Газовая фаза является смесью углекислоты и метана. Температуры гомогенизации не установлены, в связи с растрескиванием включений в процессе нагревания. Вторичные VL ФВ, соответствующие позднему гидротермальному этапу минералообразования, гомогенизируются в жидкость при низких температурах  $T_{\text{гом}}$  140–190 °С. Температуры плавления льда и солености умеренные:  $T_{\text{пл}}$  –5...–2,5°, 4,2 до 7,9 мас. % NaCl-эkv. В составе газовой фазы доминирует углекислота, в качестве примеси отмечается метан.

Кварцевые жилы II содержат вольфрамитовую минерализацию в виде вкрапленности и прожилков. Для исследования отобраны первичные и псевдотворичные включения, являющиеся синге-

нетичными рудным минералам. Температуры гомогенизации в жидкую фазу  $T_{\text{гом}}$  первичных VL ФВ (рис. 3, з) варьируют от 290 до 310 °С. Температуры эвтектики  $T_{\text{эвт}}$  –37...–28 °С и плавления льда  $T_{\text{пл}}$  –6...–5 °С соответствуют раствору с концентрацией солей 7,9–9,2 мас. % NaCl-эkv., представленным хлоридами натрия и железа. В составе газовой фазы содержатся углекислота и метан, редко азот. Псевдотворичные VL ФВ гомогенизируются в жидкость при температурах  $T_{\text{гом}}$  220–250 °С. Солевой состав раствора по полученным температурам эвтектики  $T_{\text{эвт}}$  –17...–14 °С хлоридный (хлориды натрия и калия). Концентрация солей соответствует температурам плавления льда  $T_{\text{пл}}$  –4...–0,5 °С и равна 0,9–6,5 мас. % NaCl-эkv. Газовая фаза преимущественно углекислотная с примесью метана.

Вольфрамит-галенит-пиритовая минерализация Букуинского месторождения локализована в кварцевых жилах III в виде вкрапленности и прожилков, формированию которых соответствуют первичные и псевдотворичные ФВ в кварце. Первичные VL ФВ характеризуются умеренно высокими температурами гомогенизации  $T_{\text{гом}}$  285–325 °С (в жидкость). Принимая во внимание  $T_{\text{эвт}}$  –15...–10 °С, можно определить, что в растворе присутствуют хлориды калия и натрия. Температуры плавления льда близки к нулю  $T_{\text{пл}}$  –1,5...–0,1 °С, и концентрация солей составляет 0,2–2,6 мас. % NaCl-эkv. В составе газовой фазы преобладает углекислота, постоянно присутствует метан и сероводород (редко следы азота и водорода). Термометрия первичных ФВ вида VLC (рис. 3, д) показала, что гомогенизация углекислоты происходит в газовую фазу при температурах 14–27 °С, полная гомогенизация наступает при температурах 295–310 °С. Расчетные плотность углекислоты и давление составляют  $\rho_{\text{CO}_2}$  0,15–0,27 г/см<sup>3</sup> и 1600–1700 бар соответственно. Первичные VLS ФВ (рис. 3, е) гомогенизируются при температурах  $T_{\text{гом}}$  365–390 °С. Концентрация растворов этого типа включений составляет 43,8–46,4 мас. % NaCl-эkv. В газовой фазе VLS ФВ содержатся углекислота, метан и сероводород, примесь азота. Псевдотворичные VL ФВ отличаются относительно низкими температурами гомогенизации в жидкость 190–260 °С. Температуры эвтектики  $T_{\text{эвт}}$  –9...–17 °С указывают на присутствие в растворе хлоридов калия и натрия. Концентрация солей соответствует температурам плавления льда –3,5...–0,3 °С и равна 0,5–5,7 мас. % NaCl-эkv. Газовая фаза представляет смесь углекислоты и метана.

В кварцевых жилах IV в виде тонкой вкрапленности и прожилков проявлена висмутовая минерализация, которой сингенетичны первичные и псевдотворичные ФВ в кварце. Первичные VL ФВ (рис. 3, ж) гомогенизируются в жидкость в интервале температур  $T_{\text{гом}}$  340–350 °С. Температуры эвтектики  $T_{\text{эвт}}$  –12...–10 °С соответствуют наличию хлоридов калия и натрия в растворе. Характерные температуры плавления льда ( $T_{\text{пл}}$ ) ФВ такого вида и генерации находятся в интервале от –7 до –6 °С,

соответствующие значения концентраций растворов равны 9,2–10,5 мас. % NaCl-экв. Доминантным компонентом газовой фазы является углекислота, однако повсеместно присутствует примесь метана и сероводорода (редко следы азота и водорода). Примечательно, что в течение некоторых криометрических измерений VL ФВ (рис. 3, з) наблюдалось формирование каемки жидкой углекислоты. При последующем нагревании препарата произошла гомогенизация углекислоты в газ при температурах  $T_{\text{гом}} \text{CO}_2 - 7...-6$  °С. Рассчитанная плотность составляет  $\rho_{\text{CO}_2} \approx 0,08$  г/см<sup>3</sup>, а давление оценивается в 1500–1700 бар. Псевдотричные VL ФВ отличаются более низкими температурами гомогенизации (в жидкость)  $T_{\text{гом}} 205-245$  °С. Исходя из схожих с первичными VL ФВ значений температур эвтектики  $T_{\text{эвт}} -11...-10$  °С, раствор также содержит хлори-

ды калия и натрия. Концентрация солей для псевдотричных VL ФВ с  $T_{\text{пл}} -4...-3$  °С несколько ниже и составляет 5–6,5 мас. % NaCl-экв.

**Белухинское месторождение.** Редкометальная минерализация Белухинского месторождения локализуется в кварц-топаз-мусковитовых грейзенах (Bel-1-1, Bel-1-3) с вольфрамитом, пиритом и халькопиритом и в кварцевых жилах с вольфрамитом, молибденитом, пиритом и халькопиритом (Bel-1-2). Формированию рудных минералов кварц-топаз-мусковитовых грейзен, образующих вкрапленники и прожилки, сингенетичны первичные и псевдотричные ФВ в кварце и топазе. Кварц содержит первичные VL ФВ, характеризующиеся температурами гомогенизации в жидкость от 285 до 325 °С. Полученные температуры эвтектики попадают в диапазон  $T_{\text{эвт}} -23...-21$  °С, что ука-

**Таблица.** Результаты микротермометрии и Раман-спектроскопии флюидных включений

**Table.** Results of microthermometry and Raman spectroscopy of fluid inclusions

Месторождение Deposit	Образец Sample	Минеральная ассоциация Mineral association	Тип ФВ, минерал- хозяин FI type, host-mineral	Вид ФВ FI sort	$T_{\text{эвт}}$	$T_{\text{пл}}$	Соленость (мас. % NaCl-экв.) Concentration (wt. % NaCl-eq.)	$T_{\text{гом}}$	$T_{\text{гом}}$	Давление (бар) Pressure (bar)	Состав газовой фазы Gas phase composition
					$T_{\text{ву}}$	$T_{\text{ice melt}}$		°C	CO <sub>2</sub>		
Букучинское Bukucha	Buk-1	1	п, q/p, q	VL	28–37	5–6	7,9–9,2	290–310	н.о.	н.о.	CH <sub>4</sub> +CO <sub>2</sub> ±N <sub>2</sub>
			пв, q/ps, q	VL	14–17	0,5–4	0,9–6,5	220–250	н.о.	н.о.	CO <sub>2</sub> ±CH <sub>4</sub>
	Buk-2-1, Buk-2-2	2	п, q/p, q	VL	21–23	5–7	7,9–10,5	н.о.	н.о.	н.о.	CO <sub>2</sub> +CH <sub>4</sub> ±N <sub>2</sub> ±H <sub>2</sub>
			пв, q/ps, q	VL	н.о.	2–6	3,4–9,2	250–280	н.о.	н.о.	CO <sub>2</sub> ±CH <sub>4</sub>
			п, be/p, be	VL	19–21	1,5–3,5	2,6–5,7	240–320	н.о.	н.о.	CH <sub>4</sub> +CO <sub>2</sub> ±N <sub>2</sub> ±H <sub>2</sub>
			п, be/p, be	VLC	н.о.	н.о.	н.о.	250–280	28–30	2000–2100	CO <sub>2</sub>
			п, be/p, be	VLS	н.о.	н.о.	н.о.	н.о.	н.о.	н.о.	CO <sub>2</sub> +CH <sub>4</sub>
			вт, be/s, be	VL	н.о.	2,5–5	4,2–7,9	140–190	н.о.	н.о.	CO <sub>2</sub> ±CH
	Buk-3-1, Buk-3-2	3	п, q/p, q	VL	10–15	0,1–1,5	0,2–2,6	285–325	н.о.	н.о.	CO <sub>2</sub> +CH <sub>4</sub> +H <sub>2</sub> S±N <sub>2</sub> ±H <sub>2</sub>
			п, q/p, q	VLC	н.о.	н.о.	н.о.	295–310	14–27	1600–1700	CO <sub>2</sub>
			п, q/p, q	VLS	н.о.	н.о.	43,8–46,4	365–390	н.о.	н.о.	CO <sub>2</sub> +CH <sub>4</sub> +H <sub>2</sub> S±N <sub>2</sub>
			пв, q/ps, q	VL	9–17	0,3–3,5	0,5–5,7	190–260	н.о.	н.о.	CO <sub>2</sub> +CH <sub>4</sub>
Buk-4	4	п, q/p, q	VL	10–12	6–7	9,2–10,5	340–350	н.о.	н.о.	CO <sub>2</sub> +CH <sub>4</sub> +H <sub>2</sub> S±N <sub>2</sub> ±H <sub>2</sub>	
		п, q/p, q	VLC	н.о.	н.о.	н.о.	340–350	-7...-6	1500–1700	CO <sub>2</sub>	
		пв, q/ps, q	VL	10–11	3–4	5–6,5	205–245	н.о.	н.о.	CO <sub>2</sub> +CH <sub>4</sub>	
Белухинское Belukha	Bel-1-1, Bel-1-3	5	п, q/p, q	VL	21–23	0,1–1,5	0,2–2,6	285–325	н.о.	н.о.	CO <sub>2</sub> +CH <sub>4</sub> +H <sub>2</sub> S
			п, q/p, q	VLC	н.о.	н.о.	н.о.	300–320	9–12	1200–1500	CO <sub>2</sub>
			п, q/p, q	VLS	н.о.	н.о.	38,9–40,6	310–330	н.о.	н.о.	CO <sub>2</sub> +CH <sub>4</sub>
			пв, q/ps, q	VL	23–28	2,5–3,5	4,2–5,7	240–260	н.о.	н.о.	CO <sub>2</sub>
	п, to/p, to	VL	н.о.	2–4	3,4–6,5	290–350	н.о.	н.о.	CO <sub>2</sub> +CH <sub>4</sub> +H <sub>2</sub> S		
Bel-1-2	6	п, q/p, q	VL	7–17	3–4	5–6,5	300–360	н.о.	н.о.	CO <sub>2</sub> +CH <sub>4</sub>	
Антоновское Antonovogora	AG-1	1	п, q/p, q	VL	н.о.	2,5–4	4,2–6,5	220–285	н.о.	н.о.	CO <sub>2</sub> ±CH <sub>4</sub>
			п, q/p, q	VLC	н.о.	н.о.	н.о.	240–260	-2,5...-1,5	750–850	CO <sub>2</sub>

Примечания: п – первичное, пв – псевдотричное, вт – вторичное; н.о. – параметр не определен, q – кварц, be – берилл, to – топаз. 1 – кварцевые жилы с вольфрамитом и пиритом; 2 – кварц-берилл-мусковитовые грейзины с вольфрамитом, пиритом и молибденитом; 3 – кварцевые жилы с пиритом, галенитом и вольфрамитом; 4 – кварцевые жилы с висмутином, пиритом и вольфрамитом; 5 – кварц-топаз-мусковитовые грейзены с вольфрамитом, пиритом и халькопиритом; 6 – кварцевые жилы с вольфрамитом, молибденитом, пиритом и халькопиритом.

Notes: p – primary, ps – pseudosecondary, s – secondary; н.о. – value is undefined, q – quartz, be – beryl, to – topaz. 1 – quartz veins with wolframite and pyrite; 2 – quartz-beryl-muscovite greisen with wolframite, pyrite and molybdenite; 3 – quartz veins with pyrite, galena and wolframite; 4 – quartz veins with bismuthinite, pyrite and wolframite; 5 – quartz-topaz-muscovite greisen with wolframite, pyrite and chalcopyrite; 6 – quartz veins with wolframite, molybdenite, pyrite and chalcopyrite.



зывает на присутствие в растворе хлоридов натрия и калия. Для этих ФВ определены температуры плавления льда  $T_{пл}$   $-1,5...-0,1$  °С и концентрации солей 0,2–2,6 мас. % NaCl-экв. Газовая фаза представлена углекислотой и метаном, в отдельных случаях с примесью сероводорода. Для отдельных первичных ФВ VL вида установлено отделение емкости жидкой углекислоты в результате понижения температуры. Ее гомогенизация в процессе последующего нагревания происходит в газовую фазу при температурах  $T_{гом CO_2}$  9–12 °С, при полной гомогенизации включений в интервале температур 300–320 °С. С помощью программного обеспечения получены оценки плотности углекислоты и давления:  $\rho_{CO_2}$  0,13–0,14 г/см<sup>3</sup>, 1200–1500 бар. Первичные VLS (рис. 3, и) ФВ гомогенизируются в интервале температур 310–330 °С, что соответствует концентрации солей 38,9–40,6 мас. % NaCl-экв. Газовая фаза является смесью углекислоты и метана.

В составе газовой фазы доминирует углекислота. В топазе изучались первичные ФВ вида VL (рис. 3, к). Для них установлены температуры гомогенизации  $T_{гом}$  290–350 °С (в жидкость), температуры плавления льда  $T_{пл}$   $-4...-2$  °С и соленость 3,4–6,5 мас. % NaCl-экв. Смесью углекислоты и метана представляет газовую фазу, редко определяется примесь сероводорода.

Для псевдотричных VL ФВ в кварце индикаторным является интервал температур гомогенизации  $T_{гом}$  240–260 °С (в жидкость). Согласно температурам эвтектики  $T_{эвт}$  от  $-28$  до  $-23$  °С в растворе присутствуют хлориды натрия, калия и железа. Температуры плавления льда  $T_{пл}$   $-3,5...-2,5$  °С, соленость флюида варьирует от 4,2 до 5,7 мас. % NaCl-экв. Кварцевые жилы содержат прожилково-вкрапленную минерализацию, представленную вольфрамитом, молибденитом, пиритом и халькопиритом. В препаратах диагностированы первичные ФВ VL вида (рис. 3, л), отвечающие условиям формирования рудных минералов. Для таких включений получены температуры гомогенизации 300–360 °С. Температуры эвтектики ( $-17...-7$  °С) отвечают раствору хлоридов натрия и калия. Оценка концентрации солей по температурам плавления льда  $-4...-3$  °С составляет 5–6,5 мас. % NaCl-экв. Газовая фаза является смесью углекислоты и метана.

*Антоновогорское месторождение.* Рудная минерализация, представленная вкрапленностью вольфрамита и пирита, сосредоточена в кварцевых жилах (AG-1). Для определения физико-химических параметров ее формирования были диагностированы первичные ФВ в кварце вида VL (рис. 3, м). По данным исследований они характеризуются относительно невысокими температурами гомогенизации  $T_{гом}$  220–285 °С (в жидкость). Основываясь на температурах эвтектики  $T_{эвт}$   $-9...-8$  °С солевой состав раствора хлоридный, основные катионы – калий, натрий и магний. Температуры плавления льда  $T_{пл}$   $-4...-2,5$  °С, концентрация солей в растворе меняется в пределах 4,2–6,5 мас. % NaCl-экв.

В составе газовой фазы преобладает углекислота, в исключительных случаях примесь метана. Криометрия выявила феномен гомогенизации углекислоты в газовую фазу при температурах  $T_{гом CO_2}$   $-2,5...-1,5$  °С. Полная гомогенизация таких ФВ происходит в жидкость при температурах  $T_{гом}$  240–260 °С. Эти данные позволили рассчитать плотность углекислоты  $\rho_{CO_2} \approx 0,09$  г/см<sup>3</sup> и давление флюида 750–850 бар.

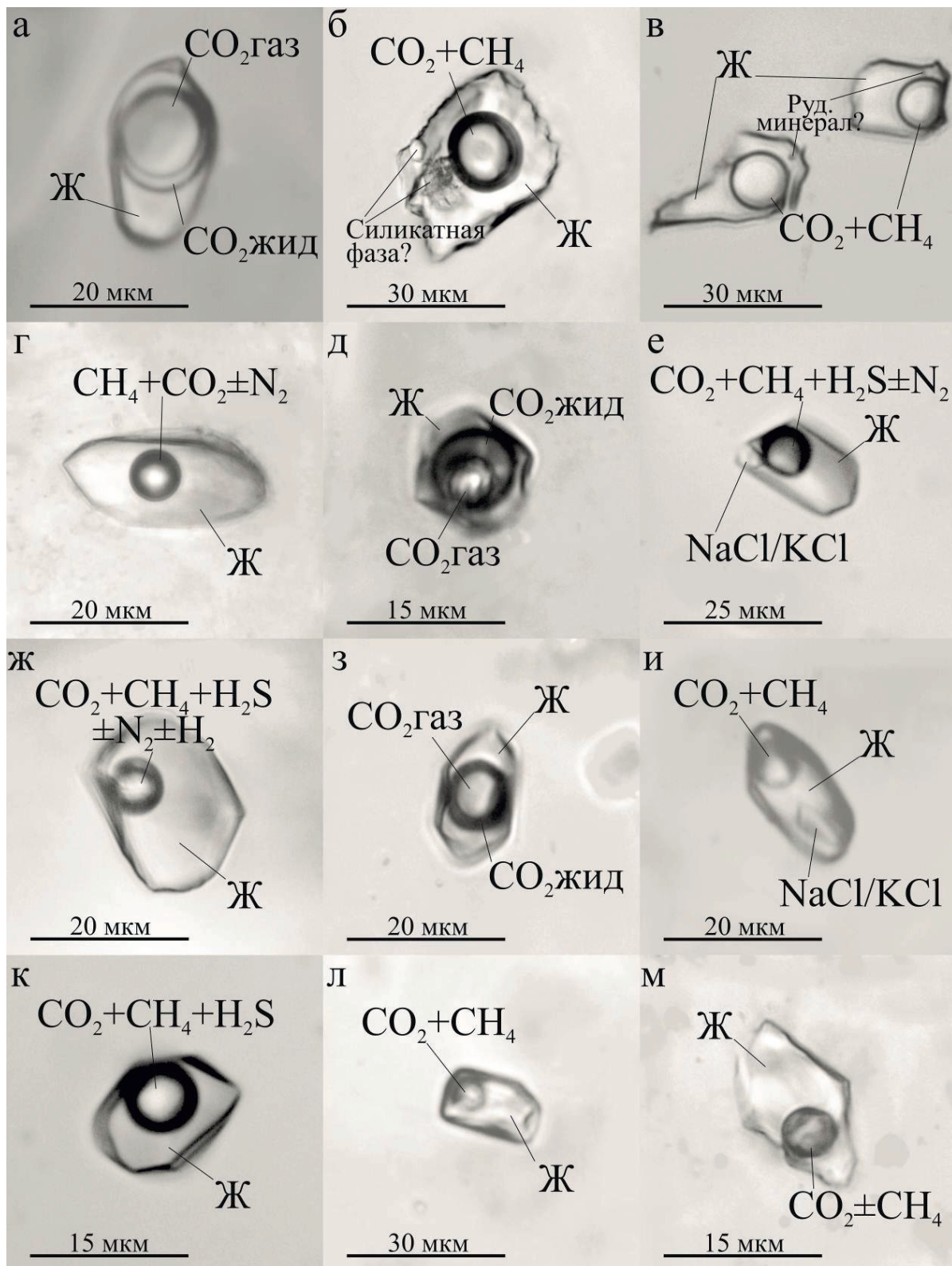
#### Обсуждение результатов

Рассмотренный ряд минеральных ассоциаций возник в результате многостадийного развития гидротермальных систем, связанных с интрузиями кукульбейского и, вероятно, шахтаминского комплексов. Исследование фазового состава, измерение температур гомогенизации, эвтектики и плавления льда показывают, что на начальном этапе из хлоридных высокотемпературных растворов шло формирование кварц-берилл-мусковитовых и кварц-топаз-мусковитовых грейзенов. Кварц-берилл-мусковитовые грейзены Букукинского месторождения формировались из высоко- и среднетемпературных флюидов (240–320, 350–390 °С), насыщенных углекислотой и восстановленными газами, преобладающим из которых является метан, в меньшей степени азот и водород. В растворе присутствуют хлориды натрия и калия. Совместное нахождение ФВ с жидкой углекислотой и газовой жидких ФВ с рудным минералом в берилле может свидетельствовать о вскипании флюида в момент захвата [12]. По температурам гомогенизации углекислоты установлены достаточно высокие значения давления минералообразования 2–2,1 кбар, соответствующие умеренным глубинам (~8 км). Рудносные флюиды кварц-топаз-мусковитовых грейзенов Белухинского месторождения средне- и высокотемпературные (240–260, 285–350 °С). В составе газовой фазы повсеместно отмечаются содержания углекислоты, в отдельных случаях – примесь метана и сероводорода. В растворе определены (установлено присутствие) хлориды натрия и калия. Давление в момент рудообразования можно определить, как 1,2–1,5 кбар.

Последующими за грейзенами образованиями можно считать кварцевые жилы с преобладающим рудным минералом – вольфрамитом. На Букукинском месторождении кварцевые жилы с вольфрамитом и пиритом образовывались из высокотемпературного (290–310 °С) хлоридного флюида с умеренными концентрациями солей при постепенном понижении температуры (220–250 °С). Можно отметить смену катионного состава растворов: железо и натрий на натрий и калий. В составе газовой фазы присутствуют: углекислота, метан и азот. Кварцевые жилы с вольфрамитом, молибденитом, пиритом и халькопиритом Белухинского месторождения кристаллизовались при участии высокотемпературных (300–360 °С) слабо концентрированных флюидов (до 6,5 мас. % NaCl-экв.), газовая фаза которых представлена смесью угле-

кислоты и метана. Солевой состав раствора включает хлориды натрия и калия. Кварцевые жилы с вольфрамитом и пиритом Антоновогорского месторождения формировались при участии средне-температурных (220–285 °С) флюидов с низкой

концентрацией солей (до 6,5 мас. % NaCl-экв.). В состав газовой фазы входят углекислота с примесью метана. Для Антоновогорского месторождения получены наиболее низкие значения давления 0,75–0,85 кбар.



На Букукинском месторождении также проявлены вольфрамит-галенит-пирит-кварцевая и вольфрамит-пирит-висмутин-кварцевая минеральные ассоциации. Формирование первой шло при участии хлоридно-натрово-калиевых высокотемпературных (290–390 °С) и высококонцентрированных (до 46,4 мас. % NaCl-экв.) флюидов в условиях снижения температуры (190–260 °С) и концентрации солей (до 0,2 мас. % NaCl-экв.). Состав газовой фазы отличается разнообразием: доминирующий компонент – углекислота, примесь метана и сероводорода, следы азота и водорода. Можно отметить, что первичные VLC и VLS ФВ находятся вместе, и это, вероятно, указывает на гетерогенный захват [13]. Вторая минеральная ассоциация отлагалась из высокотемпературных (340–350 °С) флюидов с умеренной концентрацией солей (9,2–10,5 мас. % NaCl-экв.). В растворе обнаружены хлориды калия и натрия. В составе газовой фазы выявлена углекислота, как главный компонент, метан и сероводород в качестве примесей, следы азота и водорода. Полученные оценки давления для обеих минеральных ассоциаций близки и составляют 1,5–1,7 кбар.

Все изученные нами минеральные ассоциации сформировались при участии хлоридных высокотемпературных флюидов, насыщенных углекислотой. Повсеместно рудоносные флюиды содержат восстановленные газы, из которых превалирует метан, а сероводород, азот и водород находятся в подчиненном количестве. Следует отметить постепенное снижение температуры в процессе формирования каждой отдельно взятой минеральной ассоциации. Катионный состав растворов относительно стабилен. В ранних растворах главную роль среди катионов играл натрий, меньшую – калий. Более поздние растворы содержали преимущественно калий, в подчиненном количестве – натрий. Были получены умеренные значения оценки глубин образования руды. Месторождение Букукинское является наиболее глубинным из рассматриваемых объектов (6–8 км). Наиболее приближенное к поверхности месторождение по полученным данным Антоновское (3–3,5 км), что может объяснять наименьшее разнообразие компонентов газовой фазы. По совокупности эмпириче-

ских данных можно предположить, что рудообразующий флюид являлся магматическим (отделялся от ближнего ассоциирующего плутона) [14].

Полученные данные о возрасте оруденения позволяют рассмотреть вопрос о генетической связи с конкретными магматическими комплексами. Так, полученный Ar-Ar возраст по Букукинскому месторождению хорошо согласуется с данными, полученными Л.Ф. Сырицо и др. [15]. Возраст формирования кварц-вольфрамитовых жил и даек риолит-порфиоров (Rb-Sr и Sm-Nd системы) составляет  $138,7 \pm 1,5$  и  $138 \pm 1,9$  млн лет соответственно. Совпадающие в пределах погрешности возраст и первичные отношения стронция даек и кварц-вольфрамитовых жил при значении величины  $\epsilon Nd = -3,6$  дают основание предполагать их одновременное формирование и, вероятно, единый источник. Полученные нами данные о возрасте вольфрамового оруденения Букукинское и Антоновское месторождений позволяют предположить генетическую связь с магматическими породами кукульбейского комплекса, возраст которых оценивается 145–132 млн лет [15]. В то же время полученный позднюрский возраст кварц-вольфрамитовых жил Белухинского месторождения наводит на мысль о связи вольфрамового оруденения с шахтаминским интрузивным комплексом. Близкие значения возраста получены для многих золоторудных и комплексных золотосодержащих месторождений Восточного Забайкалья, которые находятся в тесной пространственной и генетической связи с магматическими породами шахтаминского комплекса [16–20]. Формирование вольфрамового оруденения на Белухинском месторождении может быть связано или со становлением заключительных фаз шахтаминского комплекса, или с наиболее ранними фазами кукульбейского комплекса, для прояснения этого вопроса требуется проведения изотопно-геохронологических исследований магматических пород, развитых в пределах месторождения.

### Заключение

Редкометальная минерализация Кукульбейского рудного района, на примере Букукинское, Белухинское и Антоновское месторождений, формировалась при участии высокотемпера-

**Рис. 3.** Флюидные включения. Первичные ФВ Букукинское месторождения: кварц-берилл-мусковитовых грезен с вольфрамитом, пиритом и молибденитом в берилле видов VLC (а) и VLS (б, в); кварцевых жил с вольфрамитом и пиритом в кварце вида VL (г); кварцевых жил с пиритом, галенитом и вольфрамитом в кварце видов VLC (д) и VLS (е); кварцевых жил с висмутином, пиритом и вольфрамитом в кварце видов VL (ж) и VLC (з). Первичные ФВ Белухинское месторождения: кварц-топаз-мусковитовых грейзен в кварце вида VLS (и) и в топазе вида VL (к); кварцевых жил с вольфрамитом, молибденитом, пиритом и халькопиритом в кварце вида VL (л). Первичные ФВ Антоновское месторождения кварцевых жил с вольфрамитом и пиритом в кварце вида VL (м). CO<sub>2</sub>жид – жидкая углекислота, CO<sub>2</sub>газ – углекислый газ, Ж – жидкая фаза

**Fig. 3.** Fluid inclusions. Primary FI of the Bukuka deposit: quartz-beryl-muscovite greisen with wolframite, pyrite and molybdenite in beryl VLC-type (a) and VLS-type (b, v); quartz veins with wolframite and pyrite in quartz VL-type (g); quartz veins with pyrite, galena and wolframite in quartz VL-type (d) and VLS-type (e); quartz veins with bismuthinine, pyrite and wolframite in quartz VL-type (ж) and VLC-type (z). Primary FI of the Belukha deposit: quartz-topaz-muscovite greisen in quartz VLS-type (u) and in topaz VL-type (к); quartz veins with wolframite, molybdenite, pyrite and chalcopyrite in a quartz VL-type (л). Primary FI of the Antonovogora deposit of quartz veins with wolframite and pyrite in quartz VL-type (m). CO<sub>2</sub>жид – liquid carbon dioxide, CO<sub>2</sub>газ – gaseous carbon dioxide, Ж – liquid phase

турных гидротермальных углекислотно-водно-хлоридных растворов. Характерной чертой рудоносных флюидов является насыщенность восстановленными газами, такими как метан, сероводород, азот и водород. В течение формирования отдельных минеральных ассоциаций прослеживается эволюционный характер изменения физико-химических условий: понижение температуры и солёности флюида и уменьшение разнообразия в составе газовой фазы. Обнаружены свидетельства эпизодического вскипания растворов, которое, вероятно, способствовало разрушению рудоносных комплексов и отложению рудных минералов. Рудообразование протекало в условиях умеренных давлений, на глубинах от 8 км (для Букукинского

месторождения) до 3 км (для Антоновгорского месторождения). По полученным термобарогеохимическим данным можно сделать вывод о магматической природе рудообразующего флюида. Проведенные изотопно-геохронологические исследования показали, что формирование вольфрамового оруденения Кукульбейского рудного района происходило в поздней юре – раннем мелу и связано со становлением магматических пород кукульбейского комплекса. Однако не исключено, что позднеюрское оруденение генетически связано со становлением пород шахтаминского комплекса.

*Работа выполнена в рамках Государственного задания, проект № 0330–2016–0001 и проект № 0330–2016–0002, а также при поддержке гранта РФФИ № 16–35–00253.*

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Kozlov V.D. Trace-element composition and origin of granitoids from the Shakhtama complex and Kukul'bei rare-metal complex (Aga zone, Transbaikalia) // *Russian Geology and Geophysics*. – 2011. – V. 52. – Iss. 5. – P. 526–536.
2. Лазько Е.М., Ляхов Ю.В., Пизнюр А.В. Физико-химические основы прогнозирования постмагматического оруденения (по термобарогеохимическим данным). – М.: Недра, 1981. – 256 с.
3. Физико-химические условия формирования редкометального W-Мо (Вi) оруденения Восточного Забайкалья: на примере Шахтаминского, Букукинского, Белухинского и Антоновгорского месторождений / А.А. Редина, Ю.О. Редин, И.Р. Прокопьев, В.Ф. Дульцев // *Основные проблемы в учении об эндогенных рудных месторождениях: новые горизонты. Сборник материалов Всероссийской конференции, посвященной 120-летию со дня рождения выдающегося российского ученого академика А.Г. Бетехтина*. – М.: ИГЕМ РАН, 2017. – С. 218–221.
4. Гайворонский Б.А. Букукинский месторождение // *Месторождения Забайкалья*. – Чита; М.: Геоинформмарк, 1995. – Т. 1. – Кн. 1. – С. 146–148.
5. Скурский М.Д. Недра Забайкалья. – Чита: Читинская Областная Типография, 1996. – 692 с.
6. Thermochronology of the Chernorud granulite zone, Ol'khon region, Western Baikal area / A.V. Travin, D.S. Yudin, A.G. Vladimirov, S.V. Khromykh, N.I. Volkova, A.S. Mekhonoshin, T.B. Kolotilina // *Geochemistry international*. – 2009. – V. 47. – № 9. – P. 1107–1124.
7. Fleck R.J., Sutter J.F., Elliot D.H. Interpretation of discordant <sup>40</sup>Ar/<sup>39</sup>Ar age-spectra of mesozoic tholeiites from antarctica // *Geochimica et cosmochimica acta*. – 1977. – V. 41. – № 1. – P. 15–32.
8. Roedder E. Fluid inclusions: Reviews in Mineralogy – Washington: Mineralogical Society of America, 1984. – 644 p.
9. Борисенко А.С. Анализ солевого состава растворов газово-жидких включений в минералах методом криометрии // *Использование методов термобарогеохимии при поисках и изучении рудных месторождений*. – М.: Недра, 1982. – С. 37–46.
10. Bodnar R.J., Vityk M.O. Interpretation of microthermometric data for H<sub>2</sub>O-NaCl fluid inclusions // *Fluid inclusions in minerals: methods and applications*. – Blacksburg, VA: Virginia Tech, 1994. – P. 117–130.
11. Brown P.E. FLINCOR: a microcomputer program for the reduction and investigation of fluid-inclusion data // *American Mineralogist*. – 1989. – V. 64. – № 11–12. – P. 1390–1393.
12. Higgins N.C. Fluid inclusion evidence for the transport of tungsten by carbonate complexes in hydrothermal solutions // *Canadian Journal of Earth Sciences*. – 1980. – V. 17. – № 7. – P. 823–830.
13. Wilkinson J.J. Fluid inclusions in hydrothermal ore deposit // *Lithos*. – 2001. – V. 55. – Iss. 1–4. – P. 229–272.
14. Pirajno F. Hydrothermal processes and mineral systems. – Dordrecht: Springer, 2009. – 1250 p.
15. Продуктивность редкометальных плюмазитовых гранитов и условия образования месторождений вольфрама / Л.Ф. Сырцо, Е.В. Баданина, В.С. Абушкевич, Е.В. Волкова, А.В. Терехов // *Геология рудных месторождений*. – 2018. – Т. 60. – № 1. – С. 38–56.
16. Спиридонов А.М., Зорина Л.Д., Китаев Н.А. Золотоносные рудно-магматические системы Забайкалья. – Новосибирск: Академическое издательство «ГЕО», 2006. – 291 с.
17. The Zhireken porphyry Mo ore-magmatic system (Eastern Transbaikalia): U-Pb age, sources, and geodynamic setting / A.P. Berzina, A.N. Berzina, V.O. Gimon, V.Y. Kiseleva, S.V. Palesskii, T.B. Bayanova, R.S. Krymskii, E.N. Lepekina // *Russian Geology and Geophysics*. – 2015. – V. 5. – № 3. – P. 446–465.
18. Redin Yu.O., Dultsev V.F., Nevolko P.A. Gold-bismuth mineralization of the Lugokan ore field (Eastern Transbaikalia): age, mineral composition and relationship with magmatism // *Ore Geology Review*. – 2015. – V. 70. – P. 228–240.
19. New data on the age of gold mineralization of the Lugokan ore cluster (Eastern Transbaikalia) / Yu.O. Redin, V.F. Dultsev, P.A. Nevolko, A.V. Ponomarchuk // *Doklady Earth Sciences*. – 2016. – V. 469. – Iss. 2. – P. 851–854.
20. The large Bystrinskoe Cu-Au-Fe deposit (eastern trans-Baikal region): Russia's first example of a skarn-porphyry ore-forming system related to adakite / V.A. Kovalenker, S.S. Abramov, G.D. Kiseleva, T.I. Krylova, Y.I. Yazykova, N.S. Bortnikov // *Doklady Earth Sciences*. – 2016. – V. 468. – Iss. 2. – P. 566–570.

*Поступила 28.02.2019 г.*

### Информация об авторах

**Редина А.А.**, младший научный сотрудник Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН.

**Мокрушников В.П.**, младший научный сотрудник Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН.

**Редин Ю.О.**, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН.

UDC 553.46(550.83:550.93)

## FORMATION CONDITIONS AND AGE OF THE RARE-METAL MINERALIZATION OF THE KUKULBEY ORE REGION (EASTERN TRANSBAIKALIA)

**Anna A. Redina**<sup>1</sup>,  
redina@igm.nsc.ru

**Viktor P. Mokrushnikov**<sup>1</sup>,  
viktorm@igm.nsc.ru

**Yury O. Redin**<sup>1</sup>,  
redin@igm.nsc.ru

<sup>1</sup> V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy of the SB RAS,  
3, Academician Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

**The relevance of the research.** Identification of conditions, sources, movements and sequence of formation of rare metal concentrations in different geological settings is primary and fundamental issues of ore geology and geochemistry. To come up with this one the authors have determined the formation conditions of rare-metal mineralization by modern methods and, furthermore, carried out isotope-geochronological investigations, based on the study of the typical deposits of the Kukulbey ore region.

**The main aim** is to obtain new data on physico-chemical conditions for formation of rare metal mineralization, and determine the age of mineralization.

**Objects** of the research are Bukuka, Belukha and Antonovogora deposits.

**Methods.** Fluid inclusions were studied in polished thin sections by cryo-thermometry and Raman spectroscopy. Cryo-thermometric studies were carried out in the THERM-600 microcooler from Linkam. The samples were successively cooled to  $-190\text{ }^{\circ}\text{C}$  and heated until the substance of inclusions was completely homogenized. During the observation, the temperatures of the eutectic, melting of ice and homogenization were measured. Melting temperatures of ice for two-phase fluid inclusions and melting of salt crystals for three-phase allowed establishing the concentration of salts in terms of NaCl-equivalent. The composition of gas and mineral phases of the fluid inclusions was studied by Raman spectroscopy – the Ramanor U-1000 spectrometer and the Horiba DU420E-OE-323 detector from Jobin Yvon, the Millennia Pro laser from Spectra-Physics; Confocal Raman Microscope alpha 300R from WITec.  $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$  method of isotope-geochronological dating by the method of stepwise heating was used to establish the absolute age of mineralization.

**Results.** Ore mineral associations of these deposits were formed from chloride high-temperature fluids saturated with carbon dioxide. Ore-bearing fluids ubiquitously contain reduced gases. The dominant one is methane, hydrogen sulfide, nitrogen and hydrogen are subordinate gases. The authors have traced an evolution of ore-bearing fluid within the crystallization of individual mineral associations: decrease in temperature and concentration of the solutions and conversion of cationic composition from essentially sodium to essentially potassium. Moderate estimates of depths were obtained: 6–8 km for the Bukuka, 4,5–6 km for the Belukha and 3–3,5 km for the Antonovogora deposit. The age of rare metal mineralization is established at Antonovogora deposit –  $146,7 \pm 1,7\text{ Ma}$  (muskovite from quartz-muskovite greisen with wolframite); at the Bukuka deposit –  $135 \pm 2,8\text{ Ma}$  (sericite from quartz-wolframite veins); at the Belukha deposit –  $155,6 \pm 1,8\text{ Ma}$  (sericite from quartz-wolframite veins).

**Conclusions.** Rare-metal mineralization of the Kukulbey ore region, based on the Bukuka, Belukha and Antonovogora deposits, was formed from high-temperature hydrothermal solutions of magmatic origin saturated with reduced gases (methane, hydrogen sulphide, nitrogen and hydrogen). The crystallization depth varies from 8 to 3 km. According to isotope-geochronological studies the formation of tungsten mineralization within the Kukulbey ore region occurred in the Late Jurassic-early Cretaceous. Thus, rare-metal deposits of this area are probably associated with both the Kukulbey and the Shakhtama complexes.

### Key words:

Rare-metal deposits, age, formation conditions, relations to magmatism, Eastern Transbaikalia.

The reported study was funded by the scope of the State task, project No. 0330–2016–0001 and 0330–2016–0002, and by RFBR according to the research project No. 16–35–00253.

### REFERENCES

1. Kozlov V.D. Trace-element composition and origin of granitoids from the Shakhtama complex and Kukul'bei rare-metal complex (Aga zone, Transbaikalia). *Russian Geology and Geophysics*, 2011, vol. 52, Iss. 5, pp. 526–536.
2. Lazko E.M., Lyakhov Yu.V., Piznyur A.V. *Fiziko-khimicheskie osnovy prognozirovaniya postmagmaticheskogo orudneniya* [Physico-chemical basis for predicting postmagmatic mineralization]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 256 p.
3. Redina A.A., Redin Yu.O., Prokopyev I.R., Dultsev V.F. *Fiziko-khimicheskie usloviya formirovaniya redkometalnogo W-Mo (Bi) orudneniya Vostochnogo Zabajkalya: na primere Shakhtaminskogo, Bukukinskogo, Belukhinskogo i Antonovogorskogo mestorozhdeniy* [Formation conditions of rare-metal W-Mo (Bi) mineralization of the Eastern Transbaikalia: by the example of the Shakhtama, Bukuka, Belukha and Antonovogora deposits]. *Osnovnye problem v uchenii ob endogennykh rudnykh mestorozhdeniyakh: novye gorizonty. Sbornik materialov konferentsii, posvyashchennoy 120-yu letiyu so dnya rozhdeniya vydayushchegosya rossiyskogo uchenogo akademika A.G. Betekhtina* [The main problems in the study of endogenous ore deposits: new horizons. Proc. of the All-Russian Conference, dedicated to the 120<sup>th</sup> anniversary of the birth of the outstanding Russian academician A.G. Bethetein]. Moscow, IGEM RAS, 2017. pp. 218–221.
4. Gaivoronskii B.A. Bukukinskoe mestorozhdenie [Bukukinskoe deposit]. *Mestorozhdeniya Zabaikalya* [Deposits of Transbaikalia]. Chita, Geoinformmar Publ., 1995. Vol. 1, B. 1, pp. 146–148.

5. Skursky M.D. *Nedra Zabaikalya* [The depths of the Transbaikalia]. Chita, Chita Regional Printing Office, 1996. 692 p.
6. Travin A.V., Yudin D.S., Vladimirov A.G., Khromykh S.V., Volkova N.I., Mekhonoshin A.S., Kolotilina T.B. Thermochronology of the Chernorud granulite zone, Ol'khon region, Western Baikal area. *Geochemistry international*, 2009, vol. 47, no 9, pp. 1107–1124.
7. Fleck R.J., Sutter J.F., Elliot D.H. Interpretation of discordant <sup>40</sup>Ar/<sup>39</sup>Ar age-spectra of Mesozoic tholeiites from antarctica. *Geochimica et cosmochimica acta*, 1977, vol. 41, no. 1, pp. 15–32.
8. Roedder E. *Fluid inclusions: Reviews in Mineralogy*. Washington, Mineralogical Society of America, 1984. 644 p.
9. Borisenko A.S. Analiz solevogo sostava rastvorov gazovo-zhidkikh vklyucheni v mineralakh metodom kriometrii [Salt composition analysis of solutions of gas-liquid inclusions in minerals using the cryometry method]. *Ispolzovanie metodov termobarogeochemii pri poiskakh i izuchenii rudnykh mestorozhdeniy* [The use of thermobarogeochemical methods in the search and study of ore deposits]. Moscow, Nedra Publ., 1982. pp. 37–46.
10. Bodnar R.J., Vityk M.O. Interpretation of microthermometric data for H<sub>2</sub>O-NaCl fluid inclusions. *Fluid inclusions in minerals: methods and applications*. Blacksburg, VA, Virginia Tech, 1994. pp. 117–130.
11. Brown P.E. FLINCOR: a microcomputer program for the reduction and investigation of fluid-inclusion data. *American Mineralogist*, 1989, vol. 64, no. 11–12, pp. 1390–1393.
12. Higgins N.C. Fluid inclusion evidence for the transport of tungsten by carbonate complexes in hydrothermal solutions. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 1980, vol. 17, no. 7, pp. 823–830.
13. Wilkinson J.J. Fluid inclusions in hydrothermal ore deposit. *Lithos*, 2001, vol. 55, Iss. 1–4, pp. 229–272.
14. Pirajno F. *Hydrothermal processes and mineral systems*. Dordrecht, Springer, 2009. 1250 p.
15. Svyritso L.F., Badanina E.V., Abushkevich V.S., Volkova E.V., Terekhovc A.V. Fertility of rare-metal peraluminous granites and formation conditions of tungsten deposits. *Geology of Ore Deposits*, 2018, vol. 60, no. 1, pp. 38–56. In Rus.
16. Spiridonov A.M., Zorina L.D., Kitaev N.V. *Zolotonosnye rudno-magmaticheskie sistemy Zabaikalya* [Gold-bearing Ore-magmatic Systems of Transbaikalia]. Novosibirsk, Academic publishing house «GEO», 2006. 291 p.
17. Berzina A.P., Berzina A.N., Gimov V.O., Kiseleva V.Y., Paleskii S.V., Bayanova T.B., Krymskii R.S., Lepekhina E.N. The Zhireken porphyry Mo ore-magmatic system (Eastern Transbaikalia): U-Pb age, sources, and geodynamic setting. *Russian Geology and Geophysics*, 2015, vol. 5, no. 3, pp. 446–465.
18. Redin Yu.O., Dultsev V.F., Nevolko P.A. Gold-bismuth mineralization of the Lugokan ore field (Eastern Transbaikalia): age, mineral composition and relationship with magmatism. *Ore Geology Review*, 2015, vol. 70, pp. 228–240.
19. Redin Yu.O., Dultsev V.F., Nevolko P.A., Ponomarchuk A.V. New data on the age of gold mineralization of the Lugokan ore cluster (Eastern Transbaikalia). *Doklady Earth Sciences*, 2016, vol. 469, Iss. 2, pp. 851–854.
20. Kovalenker V.A., Abramov S.S., Kiseleva G.D., Krylova T.I., Yazykova Y.I., Bortnikov N.S. The large Bystrinskoe Cu-Au-Fe deposit (eastern trans-Baikal region): Russia's first example of a skarn-porphyry ore-forming system related to adakite. *Doklady Earth Sciences*, 2016, vol. 468, Iss. 2, pp. 566–570.

Received: 28 February 2019.

#### Information about the authors

**Anna A. Redina**, junior researcher, V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy of the SB RAS.

**Viktor P. Mokrushnikov**, engineer, V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy of the SB RAS.

**Yury O. Redin**, Cand. Sc., researcher, V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy of the SB RAS.

УДК 553.98.068:551.73(571.16)

## НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ И ПАЛЕОЗОЯ КОЛТОГОРСКОГО МЕЗОПРОГИБА (СЕВЕРО-ЗАПАД ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

Лобова Галина Анатольевна<sup>1</sup>,  
lobovaga@tpu.ru

Лунёва Татьяна Евгеньевна<sup>1</sup>,  
tatyana.luneva93@gmail.com

Исаева Ольга Степановна<sup>2</sup>,  
isaeva\_sah@mail.ru

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

<sup>1</sup> Томский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу»,  
Россия, 634034, г. Томск, ул. Мокрушина, д. 9, стр. 16.

**Актуальность** исследования определена необходимостью восполнения сырьевой базы за счет трудноизвлекаемых запасов в доюрском нефтегазоносном комплексе, в связи с истощением «классических» нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири.

**Цель:** определение перспективных участков для постановки поисковых работ в доюрском нефтегазоносном комплексе в Колтогорском мезопргибе – на землях развитой промышленной инфраструктуры Томской области.

**Объектом** исследования являются доюрские резервуары, включающие пермо-триасовую кору выветривания и палеозойские породы фундамента, в границах распространения нефтематеринской тогурской свиты. Резервуар коры выветривания – это коллекторы, образованные по карбонатным, терригенно-карбонатным, глинисто-кремнистым и магматическим породам кислого состава, резервуар внутреннего палеозоя – вторичные коллекторы карбонатных отложений и интрузивных пород кислого состава.

**Методы.** Исследование проводится в рамках концепции преимущественно вертикальной миграции углеводородов. Ранее выполненное восстановление термической истории тогурской свиты, кумулятивно учитывающее температуры локализованных палеоочагов генерации нефти, позволило закартировать распределение плотности генерации нефти. Последующим интегральным анализом, с учетом фильтрационно-емкостных характеристик резервуаров и разрывной тектоники палеозоя, выполняется зональное нефтегеологическое районирование доюрского комплекса и ранжирование земель по степени перспективности.

В результате исследования проведено зональное районирование территории с высоким потенциалом в отношении нефтегазоносности, раздельно для резервуаров коры выветривания и внутреннего палеозоя. Наиболее перспективной по коре выветривания является восточная часть Черемшанской мезоседловины, зона ее сочленения с северным бортом Колтогорского мезопргиба и западным склоном Среднеасяганского мегавала (порядка 3500 км<sup>2</sup>). Первоочередными на поиск залежей в резервуарах внутреннего палеозоя являются те же земли, что и для коры выветривания. Второй участок, с такой же степенью перспективности, объединяет Северо-Чкаловский врез и зону его сочленения с Мурасовским выступом и Трассовым куполовидным поднятием (порядка 5700 км<sup>2</sup>). Достоверность прогноза перспективных земель доюрского нефтегазоносного комплекса определяется сопоставлением с результатами испытаний глубоких скважин и составляет порядка 70 %.

### Ключевые слова:

Тогурская свита, термическая история и плотность генерации нефти, резервуары коры выветривания и внутреннего палеозоя, нефтегеологическое районирование, Колтогорский мезопргиб.

### Введение

В связи с истощением «классических» нефтегазоносных комплексов для территории Западной Сибири появился огромный интерес к глубоководным стратиграфическим горизонтам, относящимся к категории трудноизвлекаемых [1]. Одним из таких объектов являются резервуары доюрского нефтегазоносного комплекса (НГК) [2]. Даже несмотря на то, что нет единого мнения среди геологов в отношении высокой перспективности доюрских отложений Западной Сибири, все же отмечается важность вклада доюрской нефти в сырьевую базу России [3]. Преимуществом с экономической точки зрения для Колтогорского мезопргиба является его расположение на территории с уже развитой инфраструктурой нефтепромыслов (рис. 1, А). Но на данный момент стоит проблема, заключающаяся в трудности поиска и разведки залежей в доюр-

ском комплексе из-за сложной дизъюнктивной тектоники, блочного строения и ограничения распространения резервуаров по латерали. Несмотря на достаточно длительный период освоения Западной Сибири, недропользователи редко ставят целью своих работ поиск и разведку таких залежей, поскольку пока идет добыча из меловых и верхнеюрских пластов. Поиски залежей в коре и фундаменте в основном проводятся попутно с вышележащими объектами, поэтому скважины закладываются исключительно исходя из положения ловушек в юрских и меловых отложениях в апикальной части поднятий, что часто ведет к отрицательным результатам для освоения доюрского комплекса.

В последнее десятилетие изучению сложных геологических объектов, в том числе и в доюрском фундаменте, посвящены многие работы. Появляются исследования по проблемам выделения перс-

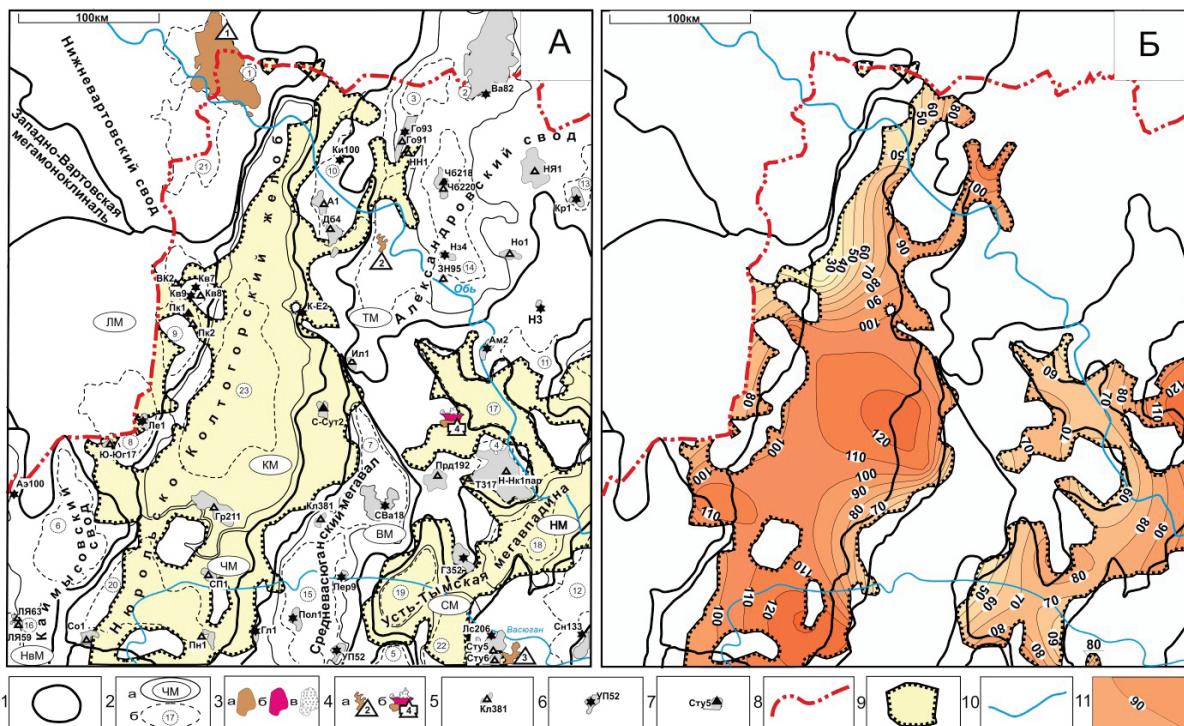
пективных территорий для поисков скопления нефти и газа в глубокозалегающих доюрских комплексах Западной Сибири [2, 4], предлагаются стратегии их поисков [5].

Большой упор при изучении сложных объектов делается на бассейновое моделирование, которое позволяет восстанавливать историю прогрева осадочного чехла и процессы нефтегазогенерации. В данной работе используются результаты моделирования термической истории и реализации генерационного потенциала нефтематеринской тогурской свиты Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления (рис. 1, Б) [6].

*Цель исследования* – выполнить зональную оценку перспектив нефтегазоносности доюрских резервуаров Колтогорского мезопрогиба и структур обрамления и определить первоочередные участки поисков на доюрский нефтегазоносный комплекс.

#### Краткая характеристика нефтегазоносности территории

Территория исследования расположена в северо-западной части Томской области и в структурах осадочного чехла приурочена к Нюрольско-Колтогорскому желобу, оконтуренному положительными



**Рис. 1.** Колтогорский мезопрогиб и структуры обрамления. На тектонической основе [10] схема нефтегазоносности (А) и схематическая карта плотности генерации тогурской нефти [6] (Б). К схеме (А): тектонический элемент: 1 – I-го порядка; 2 – II-го порядка и его условный индекс (а); мезоседловины: ЛМ – Ледянская, ЧМ – Черемшанская; мезовалы: ТМ – Трайгордский, ВМ – Васюганский, НвМ – Нововасюганский; мезопрогибы: КМ – Колтогорский, НМ – Неготский, СМ – Сампатский; III-го порядка и его номер (б); куполовидные поднятия: 1 – Советско-Соснинское, 2 – Вахское, 3 – Охтеурское, 4 – Трассовое, 5 – Мыльдзинское, 6 – Катильгинское, 7 – Северо-Васюганское, 8 – Ледовое, 9 – Кедровско-Матюшкинское; выступы: 10 – Западно-Александровский, 11 – Мурасовский, 12 – Тростниковый; валь: 13 – Окуневский, 14 – Криволицкий, 15 – Новотевризский, 16 – Лонтиньянский; врезы: 17 – Северо-Чкаловский; впадины: 18 – Южно-Неготская, 19 – Северо-Мыльдзинская, 20 – Южно-Колтогорская, 21 – Малореченская; прогибы: 22 – Центральный; 23 – Ильякский; 3 – месторождение: а) нефтяное, б) конденсатное, в) газовое; 4 – месторождение с залежами: а) в НГГЗК: 1 – Советское; 2 – Конторовичское, 3 – Ясное, б) в коре выветривания и палеозое: 4 – Чкаловское; скважина, ее условный индекс и результаты испытания (5 – сухо, 6 – приток воды, 7 – приток УВ при испытании); 8 – административная граница Томской области; 9 – зона распространения тогурской свиты; 10 – речная сеть. К схематической карте (Б): 11 – изолинии плотности генерации тогурских нефтей, усл. ед.

**Fig. 1.** Koltogor mezzodepression and its framing structures. On the tectonic foundation of [10] scheme of oil and gas content (A) and distribution of generated Togur oil density values [6] (B). To figure (A): the tectonic element: 1 – I and its index (a); mezosaddle: ЛМ – the Ledyansk, ЧМ – Cheremshanka; mezoswell: ТМ – the Traygorod, ВМ – the Vasyugan, НвМ – the New-Vasyugan; mezzodepression: КМ – the Koltogor, НМ – the Negot, СМ – the Sampat; III and its index (b); arched dome: 1 – the Soviet-Sosninsk, 2 – the Vakh, 3 – the Okhteur, 4 – the Trass, 5 – the Myldzhin, 6 – the Katylgin, 7 – the North-Vasyugan, 8 – the Ledov, 9 – the Kedrov-Matyushkin; anticlinal nose: 10 – the West-Aleksander, 11 – the Murasov, 12 – Trostnik; arch: 13 – the Okunevsky, 14 – the Krivolutsk, 15 – the Novotevrizsky, 16 – the Lontiniyah; shut-in: 17 – the North-Chkalovsky; depressions: 18 – the South-Negot, 19 – the North-Myldzhin, 20 – the South-Koltogor, 21 – the Malorechen; downwarp: 22 – the Central; 23 – the Ilyaksky; 3 – the field: a) oil, б) condensate, в) gas; 4 – field with pools: а) in the contact area oil and gas bearing zone: 1 – Soviet, 2 – Kontorovich, 3 – Yasny; б) in Weathering Crust and Paleozoic: 4 – Chkalovsky; well, its index and well test results (5 – dry well, 6 – water influx, 7 – hydrocarbon influx during testing); 8 – administrative boundary of Tomsk region; 9 – boundary of the Togur suite; 10 – river system. To figure (B): 11 – contour of generated Togur oil density values, conv. units



ми структурами (рис. 1, А). По нефтегеологическому районированию [7], эти земли находятся в зоне сочленения трех нефтегазоносных областей Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции: Среднеобской, Каймысовской и Васюганской. Здесь, наряду с меловым (неокомским), верхнеюрским (келловей-волжским), среднеюрским (байосбатским), нижнеюрским (геттанг-раннетоарским, позднеоар-ааленским) нефтегазоносными комплексами, выделяется и доюрский НГК (горизонт зоны контакта – НГГЗК и собственно внутренний палеозой) [8].

Общепринято, что для среднеюрского, верхнеюрского и мелового НГК нефтематеринской является баженовская свита [9].

Основной нефтегенерирующей толщей для залежей нижнеюрского и доюрского НГК по мнению многих ученых признается тогурская свита. Однако ряд исследователей [11, 12] предлагают рассматривать так называемые девонские «доманики» в качестве нефтегенерирующих. Такое мнение возникло еще с самого начала открытия палеозойской нефти в Западной Сибири на Колпашевской площади в скважине 2-Р [13]. Также предполагается наличие смешанных источников одновременно: как палеозойских, так и юрских [3]. Геохимическими исследованиями определена возможность вертикальной миграции УВ из раннетоарской нефтегенерирующей толщи в доюрские отложения [14, 15], величина которой может составить порядка 150...250 м [16].

На территории исследования тогурская свита залегает в депрессионных зонах Нюрольско-Колтогорского жлоба, западной части Усть-Тымской мегавпадины, формируясь в бортах, изрезанных каньонообразными прогибами, выклиниваясь на эрозионно-тектонических выступах доюрского основания. Мощность тогурских отложений колеблется от 0 до 40 м, увеличиваясь в наиболее погруженных частях, таких как Ильякский прогиб, Северо-Мыльдзинская впадина, более чем на 160 м.

Эрозионно-тектонические выступы доюрского основания являются местом локализации залежей углеводородов, связанных со сложнопостроенными литологически-, тектонически- и стратиграфически экранированными ловушками. Формированию последних двух типов ловушек способствует наличие достаточно развитой разломной тектоники на территории (рис. 2, А).

Кроме того, гипергенно-гидротермальные процессы, происходящие в рассматриваемых отложениях, приводят к образованию отдельных типов ловушек в резервуарах коры выветривания.

Нижнеюрские флюидоупоры рассматриваются в качестве покрышки для залежей в резервуарах коры выветривания. При выклинивании нижнеюрских отложений роль покрышки могут выполнять среднеюрские локальные глинистые пачки. Для залежей во внутреннем палеозое покрышками могут служить непроницаемые разности вы-

ше залегающей коры выветривания или, при отсутствии ее, те же флюидоупоры, что и для НГГЗК. Часто залежи доюрского НГК оказываются гидродинамически связанными и образующими общий этаж нефтеносности.

В пределах территории исследования в доюрском НГК к нефтегазоносному горизонту зоны контакта (НГГЗК, пласт М) приурочены четыре месторождения нефти (рис. 1, А). На этом же стратиграфическом уровне получены прямые признаки при бурении скважин Приколтогорская 1 (Пк1, рис. 1, А), Ступенчатая 5 (Сту5), Чебачья 218 (Ч6218). Открыто одно месторождение, содержащее залежь в объединенном резервуаре НГГЗК и внутреннего палеозоя (пласт М<sub>1</sub>). В палеозойских отложениях признаки нефтегазоносности зафиксированы в скважине Северо-Сутыгинская 2 (С-Сут2), где при испытании получен приток газированной воды.

#### О методике проведения исследований

Мы придерживаемся мнения о вертикальной миграции как преимущественной, поэтому прогнозирование проводится в контуре распространения тогурской нефтематеринской свиты. На предыдущем этапе наших исследований [6], с использованием технологии палеотемпературного моделирования [17–19], была выявлена пространственно-временная локализация очагов генерации углеводородов, рассчитана и закартирована плотность генерации тогурских нефтей, в условных единицах. С учетом этого параметра (рис. 1, Б), а также с учетом мощности и качества коллекторов доюрских резервуаров, разрывной тектоники, строятся схемы распределения плотности аккумулированных тогурских нефтей и проводится ранжирование территории исследования по степени перспективности отдельно для НГГЗК и внутреннего палеозоя.

#### Резервуар коры выветривания

На территории исследования представлен достаточно большой спектр литологических разновидностей доюрских отложений (рис. 2, А), выходящих на поверхность фундамента, по которым и образуются разнообразные профили коры выветривания. Существенную часть территории исследования занимают пермо-триасовые трапповые образования вулканогенно-осадочной туринской серии. Породы вулканогенного типа вскрыты на Саймовской 1 (Са1, рис. 2, А), Куль-Еганской 6 (К-Е6), Куль-Еганской 2 (К-Е2), Грушевой 211 (Гр211) и представлены порфиристыми эффузивными диабазами и долеритами. Эти отложения практически не образуют кор выветривания, а если подвергаются выветриванию, то пустотностей в них практически нет. В случае же полнопрофильных преобразований по этим породам образуются глины с преобладанием монмориллонита. Такие толщи обладают хорошими флюидоупорными свойствами. По карбонатно-вулканогенным породам, вследствие гидротермальных процессов, обра-

зуются такие породы, как метаморфизованная древесная брекчия, вскрытая в скважине Южно-Пионерская 263 (ЮП263, рис. 2, А), которая не отличается повышенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Гидротермально измененный дацит в скважине Западно-Тымская 1 (ЗТ1) также оказался слабопроницаемым. Процессы доломитизации, окремнения и пиритизации по терригенным породам приводят к закупориванию пористого пространства глинистыми разностями и потере фильтрационных свойств.

По мнению исследователей [20, 21] по карбонатным, терригенно-карбонатным, глинисто-кремнистым и магматическим породам кислого состава образуются коллекторы, характеризующиеся хорошими ФЕС. Такие разновидности пород слагают Северо-Чкаловский врез, Северо-Мыльджинскую впадину и восточную часть Черемшанской мезо-

седловины. В подтверждение этому факту из интенсивно выветрелых микрогранитов в скважине Ступенчатая 5 (Сту5) получен приток нефти с водой. Измененные липариты, вскрытые в скважинах на Ясной и Конторовичской площадях, также оказались нефтенасыщенными. С выветрелыми известняками, слагающими пласт М, связаны залежи на Чкаловском и Советском месторождениях.

Анализ построенной карты изопакит коры выветривания по данным 126 скважин показал, что мощность отложений на территории исследования достаточно изменчива (рис. 2, Б). Отложения выклиниваются не только на локальных участках, но и на достаточно большой территории, ориентированной в северо-восточном направлении в центральной части Колтогорского мезопрогиба, Усть-Тымской мегавпадины, а также в зоне их сочленения. Наибольшие значения толщин достигаются в

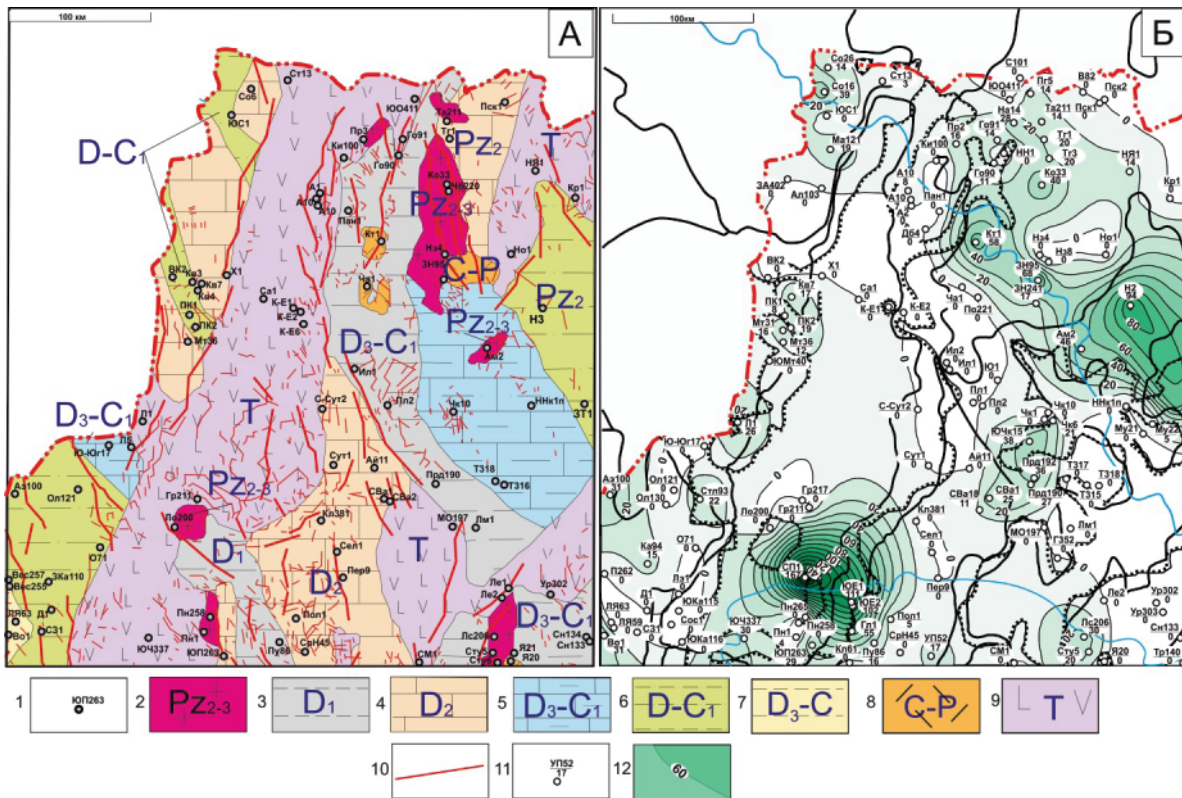


Рис. 2. Колтогорский мезопрогиб и структуры обрамления. Схема петротипов пород фундамента и дизъюнктивных нарушений, с использованием [10] (А) и схематическая карта изопакит коры выветривания (Б). К схеме (А): 1 – скважина, в которой анализировалась литологическая характеристика доюрских отложений; фашия комплекса пород фундамента с датировкой возраста: 2 – средне-позднепалеозойская гранитная, 3 – раннедевонская глинисто-кремнистая сланцевая, 4 – среднедевонская карбонатная, 5 – позднедевонско-реннекаменноугольная терригенно-карбонатная; 6 – девон-раннекаменноугольная терригенная; 7 – позднедевон-каменноугольная глинисто-сланцевая, 8 – карбон-пермская липаритовая, 9 – триасовая андезито-базальтовая; 10 – дизъюнктивы. К схематической карте (Б): 11 – скважина, данные которой использованы для построения карты толщин коры выветривания, в числителе указан условный индекс скважины, в знаменателе – мощность коры, м; 12 – изопакиты, м. Остальные те же, что на рис. 1

Fig. 2. Koltogor mezodepression and its framing structures. Scheme of rocks petrotype of basement and faults using [10] (A) and schematic maps of isopachytes of weathering crust (B). To figure (A): 1 – well, which analyzed the lithological characteristics of Pre-Jurassic deposits; facies of a complex of basement rocks with age dating: 2 – granite Middle-Late Paleozoic; 3 – clay-siliceous shale Early Devonian; 4 – carbonate Middle Devonian; 5 – terrigenous carbonate Late Devonian-Early Carboniferous; 6 – terrigenous Devonian-Early Carboniferous; 7 – clay-slate Late Devon-Carboniferous; 8 – liparite Carboniferous-Permian, 9 – andesite-basaltic Triassic; 10 – faults. To figure (B): 11 – well, used for mapping isopachytes: conditional index is in numerator, thickness of weathering crust reservoirs is in denominator; 12 – isopachytes of the weathering crust, m. The rest symbols are the same as in Fig. 1

южной части Черемшанской мезоседловины (167 м в скважине Северо-Пионерская 1). Важную роль здесь могут играть тектонические процессы, которые ведут к формированию трещиноватых зон, что способствует образованию кор выветривания.

#### Распределение плотности аккумуляции тогурской нефти и районирование резервуара коры выветривания

Значения распределения плотности первичной аккумуляции тогурской нефти (усл. ед.) для коры выветривания (рис. 3, А) рассчитаны перемножением матрицы значений мощности коры (рис. 2, Б) и матрицы значений плотности генерации тогурской нефти (рис. 1, Б).

Районирование перспектив территории основывается на комплексном учете следующих параметров: плотность первичной аккумуляции тогурской нефти (рис. 3, А); распространение петрофитов пород фундамента (рис. 2, А), по которым могут образовываться коллекторы в коре выветривания с хорошими ФЕС (рис. 3, А); наличие разломной тектоники (рис. 2, А).

В результате учета всех параметров территория разделена на две зоны по приоритету. Наиболее

перспективно первоначально проводить поисковые геолого-геофизические работы на землях *зоны 1*, приуроченных к восточной части Черемшанской мезоседловины и ее сочленению с северным бортом Колтогорского мезопрогиба и с западным склоном Среднеvasюганского мегавала. При совместном испытании в скважине Северо-Пионерской 1 (СП1, рис. 3, Б) резервуаров коры выветривания и палеозоя в интервале 3201–3234 м притока не получено, что, возможно, связано с неверным выбором интервала испытания ввиду недостаточной геолого-геофизической изученности разреза. Отсутствие притоков в скважинах Пионерская 1, Южно-Пионерских 261, 263 (рис. 3, Б, индекс скважин Пн1, ЮП261, ЮП263), расположенных за пределами перспективной зоны, подтверждают границы зоны.

Следующей по приоритету идет *зона 2*, которая в свою очередь представлена двенадцатью участками. Оценка их степени перспективности определяется исходя из двух критериев: по наличию дизъюнктивных нарушений, с учетом площади участков.

Высокая перспективность *участка 2.1*, приуроченного к Северо-Чкаловскому врезу и зоне его сочленения с Мурасовским выступом, подтвер-

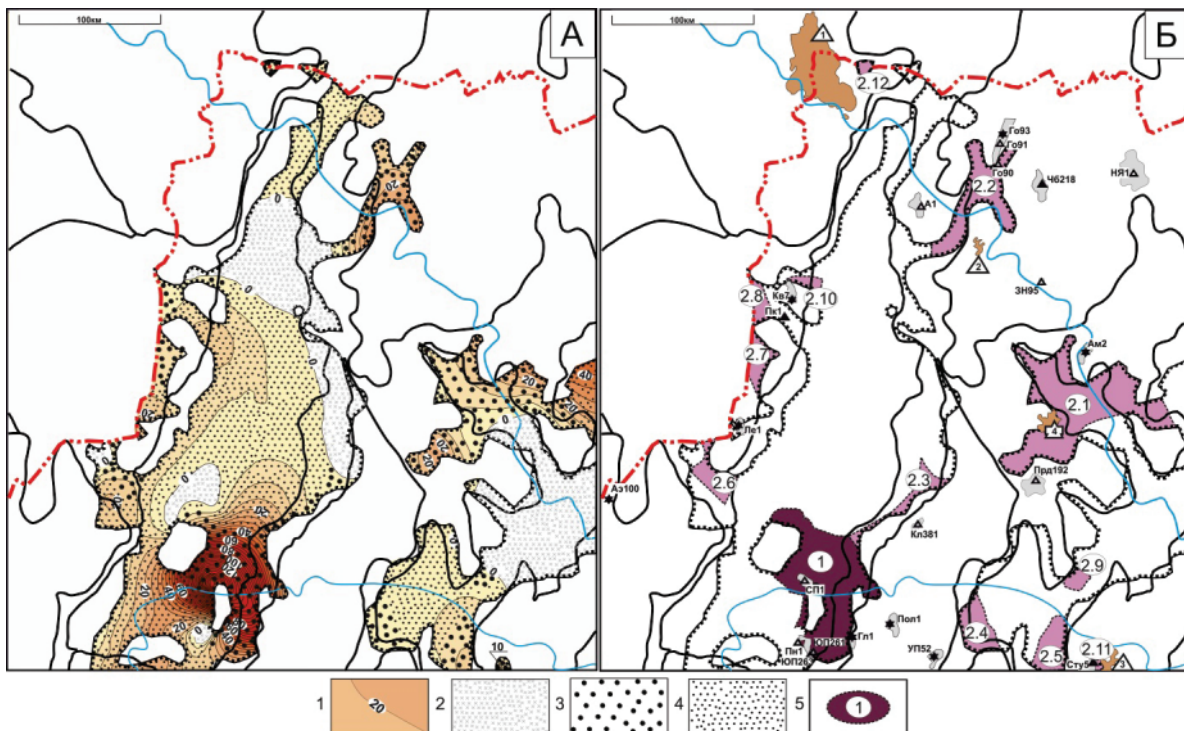


Рис. 3. Колтогорский мезопрогиб и структуры обрамления. Кора выветривания. Распределение плотности первичной аккумуляции тогурской нефти и качества коллекторов (А), ранжирование зон и участков по степени перспективности (Б). К схеме (А): 1 – изолинии плотности аккумуляции нефти, усл. ед.; 2 – отсутствие коры; зона коллекторов: 3 – с хорошими ФЕС, 4 – с пониженными ФЕС. К схеме (Б): 5 – перспективная зона (участок), номер ранжирования (интенсивность закрашки пропорциональна степени перспективности). Остальные те же, что на рис. 1

Fig. 3. Koltogor mezodepression and its framing structures. The Weathering Crust. The density resources of the primary-accumulated Togur oils and the quality reservoirs (A), ranking of priority areas for exploration (B). To figure (A): 1 – isoline of resource density, conv. unit; 2 – lack of weathering crust; zone of resources: 3 – with good FCP; 4 – with reduced FCP. To figure (B): 5 – prospective zone (section), ranking number (intensity of area coloring is proportional to the degree). The rest symbols are the same as in Fig. 1

ждается наличием нефтяной залежи в НГГЗК на Чкаловском месторождении.

*Участок 2.2* расположен на западном склоне Александровского свода, его граница хорошо контролируется отсутствием притока на Горстовой площади в скважине 90 (Го90, рис. 3, Б), расположенной за пределами участка и вскрывшей отложения литокластического туфа андезитового порфирита и долерита.

*Участок 2.3* приурочен к землям сочленения Колтогорского мезопрогиба и Среднеvasюганского мегавала. Далее следуют *участки 2.4 и 2.5*, расположенные на территории западного борта Южно-Неготской впадины и северной части Центрального прогиба, соответственно. *Участки 2.6 и 2.7* приурочены к южному склону Ледового куполовидного поднятия и западному склону Кедрово-Матюшкинского куполовидного поднятия, соответственно. Перспективность этих участков не подтверждена из-за отсутствия данных о насыщенности пласта М.

*Участок 2.8* приурочен к северо-восточному склону Кедрово-Матюшкинского куполовидного поднятия. Перспективность данного участка иллюстрируется полученным притоком газа и пленки нефти в Приколтогорской скважине 1 (Пк1, рис. 3, Б), расположенной в непосредственной близости от границы участка.

Далее выделены локальные *участки 2.9 и 2.10* в зоне сочленения Южно-Неготского прогиба и Северо-Мыльджинской впадины и в зоне сочленения Кедрово-Матюшкинского куполовидного поднятия и Колтогорского мезопрогиба, соответственно, на которых нет подтверждения перспективности. *Участок 2.11* в юго-восточной части территории исследования подтверждает свой высокий потенциал наличием нефтяной залежи на Ясном месторождении, а также притоком нефти в скважине Ступенчатая 5 (Сту5), вскрывшей кору выветривания, образовавшуюся по граниту. Локальный *участок 2.12* расположен в районе восточного склона Советско-Соснинского куполовидного поднятия и не имеет сведений о прямых признаках нефтенасыщения.

Наличие открытых нефтяных залежей Контровичского месторождения и непромышленного притока на Чебачьей структуре в скважине 218 (Чб218), расположенных за пределами распространения нефтематеринской свиты, вероятно, объясняется непосредственным примыканием тогурской толщи к эрозионным выступам фундамента, что дает возможность латеральной миграции УВ в рассматриваемый резервуар. Что касается залежи на Советском месторождении, то, возможно, нефтепроизводящей здесь является радомская пачка или глинистые прослойки среднеюрской тюменской свиты. Также вероятен вариант, где в качестве нефтегенерирующей толщи можно предположить и внутрипалеозойский (доманиковский) источник. Вопрос генезиса доюрской залежи Советского месторождения нуждается в дополнительной проработке.

В остальных скважинах, находящихся вне развития тогурской свиты, получены притоки пластовой воды без признаков нефтенасыщения или приток отсутствует, что согласуется с выполненным прогнозом (рис. 3, Б).

Согласованность выделенных перспективных зон *резервуара коры выветривания* и признаков нефтенасыщения, по результатам испытаний глубоких скважин, составляет порядка 70 %.

В результате выделения перспективных земель наиболее приоритетной в отношении нефтегазоносности *резервуара коры выветривания* является *зона 1*, которая охватывает восточные земли Черемшанской мезоседловины, участки ее сочленения с северным бортом Колтогорского мезопрогиба и с западным склоном Среднеvasюганского мегавала.

### Палеозойский резервуар

Породы, слагающие палеозойские отложения на территории исследования, по генезису можно разделить на три группы: осадочные, магматические и метаморфические. Каждая из групп характеризуется различными литологическими разновидностями (рис. 2, А). Резервуары в доюрском НГК внутреннего палеозоя могут формироваться за счет вторичных минералогических процессов и образования трещиноватости [22]. Данные процессы в различной степени влияют на развитие вторичной пористости в породах и, как следствие, на их ФЕС. Если оценивать петрографические разновидности с точки зрения качества коллектора, то их можно разделить на три группы пород, которые с высокой, средней и низкой вероятностью образуют коллекторы с наилучшими ФЕС. Эффузивные и интрузивные породы преимущественно кислого состава и карбонатные отложения относятся к петротипам пород, которые с высокой вероятностью образуют коллекторы с наилучшими ФЕС. В последних отложениях наиболее активно протекают вторичные минералогические процессы, формирование трещиноватости, перекристаллизации. Ко второй группе, со средней вероятностью, относятся терригенно-карбонатные и метаморфические породы, такие как различные глинисто-кремнистые разности, метапесчаники. С низкой вероятностью могут образовываться коллекторы с благоприятными ФЕС в плотных глинистых разностях и магматических породах основного состава.

Применив полученное разделение пород по потенциалу качества ФЕС, с учетом плотности разрывной тектоники, на схеме выделены области, характеризующие качество ФЕС коллектора (рис. 4, А).

### Распределение плотности аккумуляции тогурской нефти и районирование палеозойского резервуара

Определение перспективных районов в отношении нефтегазоносности для палеозойского резервуара основывается на учете комплекса тех же параметров, что и для резервуара коры выветривания, а именно учете плотности дизъюнктивных на-

рушений, «предрасположенности» различных петротипов пород к образованию коллекторов (рис. 4, А) и плотности генерации тогурских нефтей (рис. 1, Б). Вследствие чего районированы и про-ранжированы по степени перспективности зоны и участки с высоким потенциалом в отношении нефтегазоносности. Выделены три перспективные зоны и участки в них. Ранжирование по перспективности участков обуславливается теми же критериями: плотностью тектонических разломов в пределах участка с учетом величины его площади (рис. 4, Б).

Зона 1 представлена шестью участками. Участок 1.1 расположен в восточной части Черемшанской мезоседловины, зоне ее сочленения с северным бортом Колтогорского мезопрогиба и западным склоном Среднеасяганского мегавала. Границы данного участка подтверждаются отсутствием притоков УВ из фундамента в скважинах Пионерская 1, Южно-Пионерских 261, 263, Грушевых 211, 217 (рис. 4, Б, Пн1, ЮП261, ЮП263, Гр211, Гр217 – соответственно).

Участок 1.2 приурочен к западному склону Александровского свода. На территории данного

участка пробурена скважина Новоадеждинская 1 (НН1), где из палеозойских отложений в интервале 2742–2792 м притока не получено. Перспективность участка 1.3, расположенного в зоне сочленения восточного борта Колтогорского мезопрогиба и западного склона Среднеасяганского мегавала, подтверждается наличием газа в притоке из палеозойского резервуара в скважине Северо-Сутыгинская 2 (С-Сут2). Зона сочленения южного склона Ледового куполовидного поднятия, северо-восточного склона Каймысовского свода и юго-западного борта Колтогорского мезопрогиба соответствует расположению участка 1.4. На территории данного участка пробурена скважина Южно-Юганская 17 (Ю-Юг17), вскрывшая переслаивание базальтов, диабазов, туфопесчаников, туфоалевролитов с прослоями карбонатных пород. При испытании притока в данной скважине не получено. Участки 1.5 и 1.6 приурочены к западному и восточному склонам Кедрово-Матюшкинского куполовидного поднятия соответственно. Пробуренная на территории участка 1.6 и вскрывшая отложения известняков скважина Приколтогорская 2 (ПК2, рис. 4, Б) при испытании положительного результата не дала.

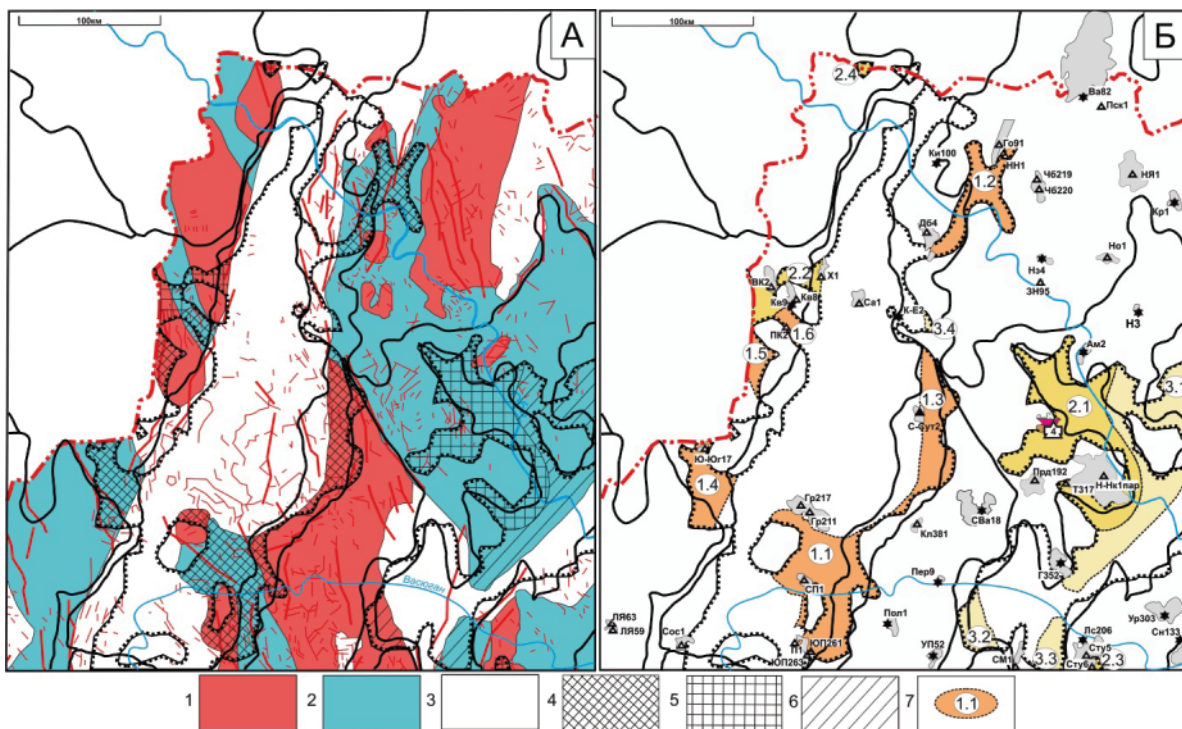


Рис. 4. Колтогорский мезопрогиб и структуры обрамления. Внутренний палеозой. Специализированные области петротипов пород, тектонические нарушения и качество коллекторов (А), районирование и ранжирование участков по степени перспективности (Б). К схеме А: (1–3) – область петротипа: 1 – вероятность образования улучшенных коллекторов, 2 – с вероятностью образования хороших коллекторов, 3 – не образующая коллекторы; (4–6) – зона коллектора: 4 – с улучшенными ФЕС, 5 – с хорошими ФЕС, 6 – с плохими ФЕС. К схеме (Б): 7 – перспективная зона (участок), указан номер ранжирования (интенсивность закрашки пропорциональна степени перспективности). Остальные те же, что на рис. 1

Fig. 4. Koltogor mezodepression and its framing structures. The internal Paleozoic. Specialized areas of petrotypes, tectonic faults and reservoir quality (A), zoning and ranking of the high priority (B). To figure (A): (1–3) – area of petrotypes: 1 – probability of formation of improved reservoirs; 2 – probability of formation of a good collectors, 3 – not forming collectors; (4–6) – area of reservoirs: 4 – with improved FCP; 5 – with good FCP; 6 – with bad FCP. To figure (B): 7 – potential zone (section), ranking number specified (intensity of area coloring is proportional to the degree of the area potential). The rest symbols are the same as in Fig. 1

*Зона 2* дифференцируется на четыре участка. *Участок 2.1* приурочен к Северо-Чкаловскому врезу и зоне его сочленения с Мурасовским выступом и Трассовым куполовидным поднятием. Подтверждает свой высокий потенциал в отношении нефтегазоносности рассматриваемый участок наличием залежей УВ в палеозойских отложениях на Чкаловском месторождении. Северная часть Кедрово-Матюшкинского куполовидного поднятия относится к перспективной *участку 2.2*. Его пределы доказываются отсутствием притока в скважинах, расположенных вблизи границ участка. *Участок 2.3* расположен в северной части Двойного выступа. Перспективность участка остается под вопросом в связи с отсутствием притока в скважинах Ступенчатые 5 и 6 (Сту5, Сту6). Небольшой *участок 2.4* расположен в районе восточного склона Советско-Соснинского куполовидного поднятия. Сведений о прямых признаках нефтенасыщения на этом участке к настоящему времени не имеется.

Следующей по ранжированию идет *зона 3*, разбитая на четыре участка. Выделение данных земель в отдельную зону обусловлено достаточно изменчивым значением плотности генерации тогурской нефти, а также неразвитой дизъюнктивной тектоникой. *Участки 3.1 и 3.2* расположены в западной части Неготского мезопргиба и на землях его сочленения с южным склоном Мурасовского выступа, соответственно. *Участок 3.3* расположен в северной части Центрального прогиба. Локальный *участок 3.4* приурочен к сочленению западного склона Александровского свода и восточного борта Колтогорского мезопргиба. Прямых признаков, подтверждающих или опровергающих нефтеперспективность зоны 3, на данный момент нет.

Проводя сопоставление прямых признаков нефтенасыщения глубоких скважин и закартированных перспективных зон и участков *резервуара палеозойского фундамента*, можно сделать вывод о связанности данных факторов, согласованность составляет около 70 %.

Резюмируя проделанную работу по районированию территории для освоения *резервуара палеозойского фундамента*, можно выделить следующие перспективные участки: 1) земли восточной части Черемшанской мезоседловины, земли сочленения мезоседловины с западным склоном Среднеvasюганского мегавала и с северным бортом Колтогорского мезопргиба; 2) земли Северо-Чкаловского вреза и земли сочленения вреза с Мурасовским выступом и с Трассовым куполовидным поднятием, на которые сделан менее оптимистичный прогноз.

#### **Заключение**

Исследование проведено в рамках концепции преимущественно вертикальной миграции углеводородов. Предварительно выполнено восстановле-

ние термической истории нефтематеринской тогурской свиты, с привлечением ранее полученных геотермических данных [23, 24]. Кумулятивно учтены температуры локализованных палеоочагов генерации нефти, что позволило закартировать распределение плотности генерации нефтей [6]. Последующим интегральным анализом, с учетом фильтрационно-емкостных характеристик резервуаров и разрывной тектоники палеозоя, выполнено зональное нефтегеологическое районирование доюрского комплекса и ранжирование земель по степени перспективности.

Наиболее высокопотенциальным в отношении нефтегазоносности резервуара коры выветривания, а соответственно и приоритетным районом для поисков, является *зона 1*, охватывающая восточную часть Черемшанской мезоседловины и ее сочленение с северным бортом Колтогорского мезопргиба и западным склоном Среднеvasюганского мегавала (порядка 3500 км<sup>2</sup>).

Наиболее оптимистичный прогноз для изучения и освоения резервуара коренного палеозоя выдвигается для тех же земель (*зона 1*), что и по коре выветривания, а уже менее оптимистичный – для Северо-Чкаловского вреза и зоны его сочленения с Мурасовским выступом и Трассовым куполовидным поднятием – *зона 2* (порядка 5700 км<sup>2</sup>).

Согласованность прогнозируемых перспективных участков доюрского НГК Колтогорского мезопргиба и установленных прямых признаков нефтенасыщения составляет порядка 70 %.

Важно отметить следующий факт. На юго-востоке территория настоящего исследования включает выделенный перспективный район Северо-Чкаловского вреза ... (*участок 2.1* по коре выветривания, *участок 2.1* по внутреннему палеозою), который ранее [2] также прогнозировался как перспективный (*участок 2.0* по коре, *участок 4.0* по палеозою). На юге территория настоящих исследований включает выделенный перспективный район восточной части Черемшанской мезоседловины ... (*участок 1.0* по коре, *участок 1.1* по палеозою), который ранее [2] также прогнозировался как перспективный (*участок 2.8* по коре, *участок 1.5* по палеозою). Таким образом, сопоставление на «стыковочных» землях показывает, что перспективность районов, выделенных настоящими детализированными исследованиями, в значительной степени согласуется с прогнозом, выполненным нами ранее [2].

Следует заметить, что выделенные перспективные зоны и участки для поисков не относятся к привычным положительным формам рельефа. Это говорит о необходимости корректировки отношения к поиску нефти, а именно не исключать целенаправленный поиск нефти в прогибах, в отрицательных формах подземного рельефа, на склонах поднятий.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Развитие нефтегазового комплекса Югры, трудноизвлекаемые запасы / С.Г. Кузьменков, В.И. Исаев, В.И. Булатов, Р.Ш. Аюпов, Н.О. Игенбаева, Ю.А. Кузьмин, П.А. Стулов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 11. – С. 103–113.
2. Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов) / Г.А. Лобова, В.И. Исаев, С.Г. Кузьменков, Т.Е. Лунёва, Е.Н. Осипова // Геофизический журнал. – 2018. – Т. 40. – № 4. – С. 73–106.
3. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / А.В. Ступакова, А.В. Соколов, Е.В. Соболева, Т.А. Кирюхина, И.А. Курасов, Е.В. Бордюг // Георесурсы. – 2015. – Т. 61. – № 2. – С. 63–76.
4. Luneva T., Lobova G., Fomin A. Oil and gas perspectives of weathering crust reservoir of Nuro'l'ka mega-basin according to data of Geothermics // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – V. 43. URL: <http://iopscience.iop.org/1755-1315/43/1/012014/> (дата обращения 22.06.2019).
5. Сунгурова О.Г., Мазуров А.К., Исаев В.И. Ресурсоэффективная стратегия поисков залежей нефти в доюрском основании Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 325. – № 1. – С. 147–154.
6. Лунёва Т.Е. Геотермический режим и реализация генерационного потенциала нефтематеринской тогурской свиты (северо-запад Томской области) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 2. URL: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/11\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/11_2019) (дата обращения 22.06.2019).
7. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Которович, Н.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
8. Kontorovich V.A. Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation) // Russian Geology and Geophysics. – 2007. – V. 48. – № 5. – P. 422–428.
9. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin / A.E. Kontorovich, A.N. Fomin, V.O. Krasavchikov, A.V. Istomin // Russian Geology and Geophysics. – 2009. – V. 50. – № 11. – P. 917–929.
10. The role of Meso-Cenozoic tectonics in the formation of hydrocarbon pools in the southern parts of the Kaimysovy arch and Nyuro'l'ka megadepression / V.A. Kontorovich, M.V. Solov'ev, L.M. Kalinina, A.Y. Kalinin // Russian Geology and Geophysics. – 2011. – V. 52. – № 8. – P. 845–858.
11. Paleozoic-sourced petroleum systems of the West Siberian Basin. What is the evidence? / E. Ablya, D. Nadezhkin, E. Bordyg, T. Korneva, E. Kodlaeva, R. Mukhutdinov, M.A. Sugden, P.F. Van Bergen // Organic Geochemistry. – 2008. – V. 39. – № 8. – P. 1176–1184.
12. Гатиятуллин Н.С., Баранов В.В. Возможность прогнозирования глубинной нефтегазоносности // Георесурсы. – 2015. – № 4 (63). – С. 4–8.
13. Геологическое строение и оценка нефтегазоносности Западной половины Новосибирской области / З.Т. Алескерова, М.С. Гуревич, С.В. Егоров, И.В. Литвиненко, Н.Е. Маковская, Т.И. Осыко. – Л.: ВСЕГЕИ, 1960. – 270 с.
14. Aryl isoprenoids in crude oils of the Nyuro'l'ka depression (southeast of Western Siberia) D.Yu. Chirkova, N.A. Krasnoyarskaya, O.V. Serebrennikova, Ya.V. Olenev // Petroleum Chemistry. – 2017. – V. 57. – № 1. – P. 54–59.
15. Saltymakova D., Krasnoyarskaya N., Serebrennikova O. Distinct features of crude oils from Nyuro'l'ka Depression (Southeast of Western Siberia) // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 154. – P. 91–99.
16. Распределение ароматических углеводородов в разрезе отложений нефтегазоносных комплексов (на примере месторождений Красноленинского свода) / Ю.В. Коржов, В.И. Исаев, А.А. Жильцова, О.В. Латыпова // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 1. – С. 113–129.
17. Isaev V.I. Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming // Russian Journal of Pacific Geology. – 2013. – V. 7. – № 2. – P. 92–106.
18. Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегавпадины / Е.Н. Осипова, Г.А. Лобова, В.И. Исаев, В.И. Старостенко // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 14–33.
19. Iskorkina A., Isaev V., Terre D. Assessment of Mesozoic-Kainozoic climate impact on oil-source rock potential (West Siberia) // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 27. – 2015. – P. 1–6. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012023/pdf> (дата обращения 22.06.2019).
20. Ковешников А.Е., Недолишко Н.М. Коры выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской синеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 77–81.
21. Кузина М.Я., Коржов Ю.В., Исаев В.И. Геохимическое и литологическое обоснование концепции «главного источника» доюрских залежей нефти Красноленинского свода // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 32–38.
22. Koveshnikov A.E., Nesterova A.C., Dolgaya T.F. Fracture system influence on the reservoirs rock formation of Ordovician-Devonian carbonates in West Siberia tectonic depression // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – V. 43. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012008/pdf> (дата обращения 22.06.2019).
23. Стоцкий В.В. Оценка геотемпературных условий генерации баженовских нефтей (Колтогорский мезопргиба и структуры его обрамления) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 9. – С. 18–28.
24. Stotskiy V.V., Isaev V.I., Fomin M.A. An assessment of the geotemperature conditions of Bazhenov oil generation (Koltogor mezodepression and its framing structures) // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 43. – 2016. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012017> (дата обращения 22.06.2019).

Поступила 25.06.2019 г.

## Информация об авторах

**Лобова Г.А.**, доктор геолого-минералогических наук, доцент Отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Лунёва Т.Е.**, аспирант Отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Исаева О.С.**, руководитель Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу».

UDC 553.98.068:551.73(571.16)

## OIL AND GAS CONTENT OF WEATHERING CRUST AND PALEOZOIC IN KOLTGOR MEZODEPRESSION (NORTH-WEST OF THE TOMSK REGION)

Galina A. Lobova<sup>1</sup>,

lobovaga@tpu.ru

Tatyana E. Luneva<sup>1</sup>,

tatyana.luneva93@gmail.com

Olga S. Isaeva<sup>2</sup>,

isaeva\_sah@mail.ru

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

<sup>2</sup> Territorial geological fund across Siberian Federal District,  
9, Mokrushin street, Tomsk, 634050, Russia.

**The relevance** of the research consists in the necessity of reproduction of raw materials base with hard-to-recover reserves in the Pre-Jurassic oil and gas complex due to the depletion of the «classic» oil and gas horizons of Western Siberia.

**The aim** of this paper is to identify perspective areas for geological exploration in the Pre-Jurassic oil and gas complex in the Koltgor mezodepression – on the lands of the developed oilfield infrastructure of the Tomsk region.

**The object** of the study is the Pre-Jurassic reservoirs of the Permo-Triassic weathering crust and Paleozoic basement, within boundaries of the oil source Togur suite. The deposits in the weathering crust are associated with reservoirs formed over clay-siliceous, carbonate rocks, volcanic rocks of acid composition. In the inner Paleozoic, reservoirs correlate with secondary reservoirs formed to limestone and granite.

**Method.** The study is conducted within the framework of the concept of primarily vertical migration of hydrocarbons. The previous restoration of thermal history of the Togur suite, cumulatively taking into account the temperatures of the localized paleocenters of oil generation, made it possible to map the distribution of oil generation density. The subsequent integral analysis, taking into account the reservoir characteristics of reservoirs and the fault tectonics Paleozoic, is used to carry out zonal oil geological zoning of the pre-Jurassic complex and land ranking by degree of prospects.

**Results.** The oil geological zoning of the territory with high oil and gas potential has been carried out for the reservoirs of the Weathering Crust and the basement Paleozoic reservoirs separately. The priority area in the weathering crust is the eastern part of the Chermshan mezosaddle, its adjacent area with the northern bead of the Koltgor mezodepression and the western hillside of the Srednevasyugan megawell (about 3,500 km<sup>2</sup>). The second section, with the same level of prospects, combines the North-Chkalovsky shut-in and its adjacent area with Murasov anticlinal nose and the Trass arched dome (about 5,700 km<sup>2</sup>). The identified oil and gas potential in the Pre-Jurassic reservoirs well confirms the conducted zoning and the accepted migration concept of hydrocarbons feeding reservoirs. The reliability of the forecast of promising lands of the Pre-Jurassic oil and gas complex is determined by comparison with the results of testing deep wells and is about 70 %.

### Key words:

Togur suite, thermal history and density of oil generation, reservoirs of the Weathering Crust and Paleozoic basement, oil geological zoning, Koltgor mezodepression.

### REFERENCES

1. Kuzmenkov S.G., Isaev V.I., Bulatov V.I., Ayupov R.Sh., Eginbaeva N.O., Kuzmin Yu.A., Stulov P.A. Development of Yugra oil and gas complex, hard-to-extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 11, pp. 103–113. In Rus.
2. Lobova G.A., Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Luneva T.E., Osipova E.N. Oil and gas content reservoirs of the weathering crust and Paleozoic of the southeast of Western Siberia (forecasting hard-to-recover reserves). *Geophysical Journal*, 2018, vol. 40, no. 4, pp. 73–106. In Rus.
3. Stupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Bordyug E.V. Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Georesources*, 2015, no. 2 (61), pp. 63–76. In Rus.
4. Luneva T., Lobova G., Fomin A. Oil and gas perspectives of weathering crust reservoir of Nurol'ka mega-basin according to data of Geothermics. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43. Available at: <http://iopscience.iop.org/1755-1315/43/1/012014/> (accessed 22 June 2019).
5. Sungurova O.G., Mazurov A.K., Isaev V.I. Resource efficient search strategies of oil deposits in the pre-Jurassic base of Western Siberia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2014, vol. 325, no. 1, pp. 147–154. In Rus.
6. Luneva T.E. Geothermal regime and realization of the generation potential of the oil source Togur suite (north-west of the Tomsk region). *Oil and Gas Geology. Theory and practice*, 2019, vol. 14, no. 2. In Rus. Available at: [http://www.ngtp.ru/rub/2019/11\\_2019.html/](http://www.ngtp.ru/rub/2019/11_2019.html/) (accessed 22 June 2019).
7. Kontorovich A.E., Nesterov N.N., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Erve Yu.G. *Geologiya nefti i gaza Zapadnoy Sibiri* [Oil and gas geology in Western Siberia]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 680 p.
8. Kontorovich V.A. Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation). *Russian Geology and Geophysics*, 2007, vol. 48, no. 5, pp. 422–428.



9. Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin. *Russian Geology and Geophysics*, 2009, vol. 50, no. 11, pp. 917–929.
10. Kontorovich V.A., Solov'ev M.V., Kalinina L.M., Kalinin A.Y. The role of Meso-Cenozoic tectonics in the formation of hydrocarbon pools in the southern parts of the Kaimysovy arch and Nyuro'l'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2011, vol. 52, no. 8, pp. 845–858.
11. Ablya E., Nadezhkin D., Bordyg E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugden M.A., Van Bergen P.F. Paleozoic-sourced petroleum systems of the West Siberian Basin. What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 2008, vol. 39, no. 8, pp. 1176–1184.
12. Gatiyatullin N.S., Baranov V.V. Ability to predict the deep oil and gas. *Georesources*, 2015, vol. 63, no. 4, pp. 4–8. In Rus.
13. Aleskerova Z.T., Gurevich M.S., Egorov S.V., Litvinenko I.V., Makovskaya N.E., Osyko T.I. *Geologicheskoe stroenie i otsenka neftegazonosnosti Zapadnoy poloviny Novosibirskoy oblasti* [Geological structure and petroleum potential assessment of the Western part of the Novosibirsk Region]. Leningrad, VSEGEI Publ., 1960. 270 p.
14. Chirkova D.Yu., Krasnoyarova N.A., Serebrennikova O.V., Olenev Ya.V. Aryl isoprenoids in crude oils of the Nyuro'l'ka depression (southeast of Western Siberia). *Petroleum Chemistry*, 2017, vol. 57, no. 1, pp. 54–59.
15. Saltymakova D., Krasnoyarova N., Serebrennikova O. Distinct features of crude oils from Nyuro'l'ka Depression (Southeast of Western Siberia). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 154, pp. 91–99.
16. Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Zhiltsova A.A., Latypova O.V. Distribution of aromatic hydrocarbons in the section of deposits of oil and gas complexes (on the example of Krasnoleninsky arch deposits). *Geophysical journal*, 2013, vol. 35, no. 1, pp. 113–129. In Rus.
17. Isaev V.I. Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2013, vol. 7, no. 2, pp. 92–106.
18. Osipova E.N., Lobova G.A., Isaev V.I., Starostenko V.I. Oil-gas potential of the Lower Cretaceous reservoirs in the Nyuro'l'ka megadepression. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2015, vol. 326, no. 1, pp. 14–33. In Rus.
19. Iskorkina A., Isaev V., Terre D. Assessment of Mesozoic-Kainozoic climate impact on oil-source rock potential (West Siberia). *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2015, no. 27, pp. 1–6. Available at: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012023/pdf/> (accessed 22 June 2019).
20. Koveshnikov A.E., Nedolivko N.M. The weathering crusts of the pre-Jurassic deposits of Western-Siberian geosyncline. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 320, no. 1, pp. 77–81. In Rus.
21. Kuzina M.Ya., Korzhov Yu.V., Isaev V.I. Geochemical and lithological justification of «the main source» concept of pre-Jurassic oil deposits in Krasnoleninsk Arch (Tyumen Region). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2014, vol. 324, no. 1, pp. 32–38. In Rus.
22. Koveshnikov A.E., Nesterova A.C., Dolgaya T.F. Fracture system influence on the reservoirs rock formation of Ordovician-Devonian carbonates in West Siberia tectonic depression. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43. Available at: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012008/pdf/> (accessed 22 June 2019).
23. Stotskiy V.V. Assessment of geotemperature conditions of bazhenov oil generation (Koltogor mezodepression and its framing structures). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2016, vol. 327, no. 9, pp. 18–28. In Rus.
24. Stotskiy V.V., Isaev V.I., Fomin M.A. An assessment of the geotemperature conditions of Bazhenov oil generation (Koltogor mezodepression and its framing structures). *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2016, no. 43. Available at: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012017> (accessed 22 June 2019).

*Received: 25 June 2019.*

#### Information about the authors

**Galina A. Lobova**, Dr. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Tatjana E. Luneva**, postgraduate, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Olga S. Isaeva**, Head of Tomsk branch of federal state institution «Territorial geological fund across Siberian Federal District».

УДК 553.98:556.3 (571.511)

## ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮРСКИХ И ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА

**Садыкова Яна Владиславовна**<sup>1</sup>,  
sadykovaYV@ipgg.sbras.ru

**Фомин Михаил Александрович**<sup>1,2</sup>,  
FominMA@ipgg.sbras.ru

**Рыжкова Светлана Владимировна**<sup>1,2</sup>,  
RizhkovaSV@ipgg.sbras.ru

**Новиков Дмитрий Анатольевич**<sup>1,2</sup>,  
NovikovDA@ipgg.sbras.ru

**Дульцев Федор Федорович**<sup>1</sup>,  
DultsevFF@ipgg.sbras.ru

**Черных Анатолий Витальевич**<sup>1</sup>,  
ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

<sup>1</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. академика Коптюга, 3

<sup>2</sup> Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1.

*Статья посвящена перспективам нефтегазоносности палеозойских и мезозойских комплексов в южных районах Западной Сибири. Для региона характерны сложнопостроенные неантиклинальные ловушки, связанные с полифациальным генезисом вмещающих толщ, особенностями тектонического и литологического строения. В связи с этим выявление перспективных земель для поисков залежей углеводородов невозможно без применения комплексного подхода, включающего геологические, литологические, тектонические и гидрогеологические исследования. Использование гидрогеологических критериев нефтегазоносности основано на ведущей роли подземных вод в процессах генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. В процессе исследования установлены гидрогеохимические особенности подземных вод, выделены гидрогеохимические аномалии, тесно связанные с залежами углеводородов (I, B, Br, NH<sub>4</sub> и др.). Охарактеризованы генетические типы подземных вод и степень их катагенетической преобразованности. Приведены основные результаты палеогидрогеохимических и палеогидродинамических реконструкций, выделены зоны нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции, показаны возможные пути латеральной и вертикальной миграции флюидов. Изучены особенности геологического строения, выделены зоны развития улучшенных коллекторов. Совместное использование гидрогеологических и геологических показателей продуктивности недр позволило обосновать набор критериев нефтегазоносности, несколько различных для палеозойского, среднеюрского и верхнеюрского комплексов. С помощью предложенного комплекса критериев был осуществлен прогноз нефтегазоносности и околтурены участки различных категорий перспективности (высокоперспективные, перспективные и земли с неясными перспективами, требующие дальнейшего изучения). Применение данного подхода будет способствовать локализации геологоразведочных работ и повысит эффективность геофизических методов при поиске новых залежей углеводородов в южных районах Западно-Сибирского бассейна.*

### **Ключевые слова:**

Южные районы Западно-Сибирского бассейна, гидрогеология, гидрогеохимия, нефтегазоносность, верхнеюрский, ниже-среднеюрский и палеозойский водоносные комплексы

### **Введение**

Проблема выявления новых залежей нефти и газа в южных районах Западно-Сибирского бассейна связана со сложным строением коллекторов, флюидоупоров и их приуроченностью к сложнопостроенным неантиклинальным ловушкам, для выделения которых необходимо использование комплексного подхода к прогнозированию, включающему как литологические, тектонические, палеогеографические, так и гидрогеологические методы исследования.

В регионе открыто 21 месторождение (15 нефтяных, 5 нефтегазоконденсатных и 1 газоконден-

сатное) (рис. 1). Всего выявлено порядка 40 залежей, сосредоточенных в юрских и палеозойских отложениях. В пределах верхнеюрского комплекса в процессе испытания скважин установлено большое количество признаков углеводородов (пленки и притоки нефти, газа и конденсата) в пределах площадей, где залежи еще не выявлены.

По оценкам Института нефтегазовой геологии и геофизики Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН) исследуемый регион перспективен для прироста запасов углеводородов: многие месторождения нуждаются в доразведке и разработке с помощью новых технологий.

Нефть некоторых месторождений близка по своим качествам к марке Brent, характеризуется высоким качеством и минимальным количеством примесей.

В настоящее время наблюдается снижение объемов геологоразведочных работ, при этом, например, за 2016 г. в Новосибирской области добыча нефти также упала на 30 %. Выявление перспективных земель для поисков новых залежей углеводородов позволит локализовать геологоразведочные работы и будет способствовать повышению экономической эффективности нефтепоисковых работ.

#### Объект исследования

В южных районах Западной Сибири перспективы нефтегазоносности в основном связаны с верхнеюрскими (верхняя подсвита васюганской свиты), среднеюрскими (тюменская свита), палеозойскими отложениями и их зоной контакта – НГГЗК (нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозоя и мезозоя).

Доюрское основание в регионе представлено разновозрастными образованиями палеозоя и триаса [1]. На большей части территории триасовые отложения имеют локальное распространение и в строении доюрского основания играют подчиненную роль. Отложения палеозоя сильно дислоцированы, а органическое вещество в них находится на высоких стадиях катагенеза. Палеозойские залежи сконцентрированы в двух типах коллекторов: коренных карбонатных породах палеозоя и в кремнисто-глинистых породах коры выветривания (нефтегазоносный горизонт зоны контакта - НГГЗК) [2]. Притоки нефти из внутripалеозой-

ских резервуаров были получены на Малоичском, Нижнетабаганском, Северо-Калиновом, Южно-Табганском и Южно-Тамбаевском месторождениях.

В отложениях НГГЗК открыты залежи на Восточном, Калиновом, Северо-Калиновом, Солоновском, Урманском и Южно-Тамбаевском месторождениях. Все залежи пространственно тяготеют либо к зонам улучшенных коллекторов, сформировавшихся в результате гидротермальной проработки, либо к корам химического выветривания карбонатных и вулканогенно-осадочных пород. Все выявленные в НГГЗК залежи характеризуются крайне сложным геологическим строением, обусловленным складчато-блоковой тектоникой, неравномерностью литологического состава пород и их коллекторских свойств, что существенно усложняет прогноз новых месторождений.

Нижнеюрские отложения как самостоятельный объект поисков залежей нефти и газа не рассматриваются, поскольку в исследуемом регионе распространены фрагментарно. В пределах большей части юга Западной Сибири отложения средней юры представлены преимущественно континентальной тюменской свитой. Промышленные скопления углеводородов в отложениях средней юры выявлены на Калиновом, Кулгинском, Нижнетабаганском, Северо-Калиновом, Смоляном и Широном месторождениях. Наличие большого количества результатов испытаний скважин позволяет дополнительно выделить перспективные объекты для поисков залежей углеводородов.

Верхнеюрский комплекс в Новосибирской области изучен наиболее полно. Его проникаемая часть представлена продуктивным горизонтом Ю<sub>1</sub>, входящим в состав оксфордского водоносного го-

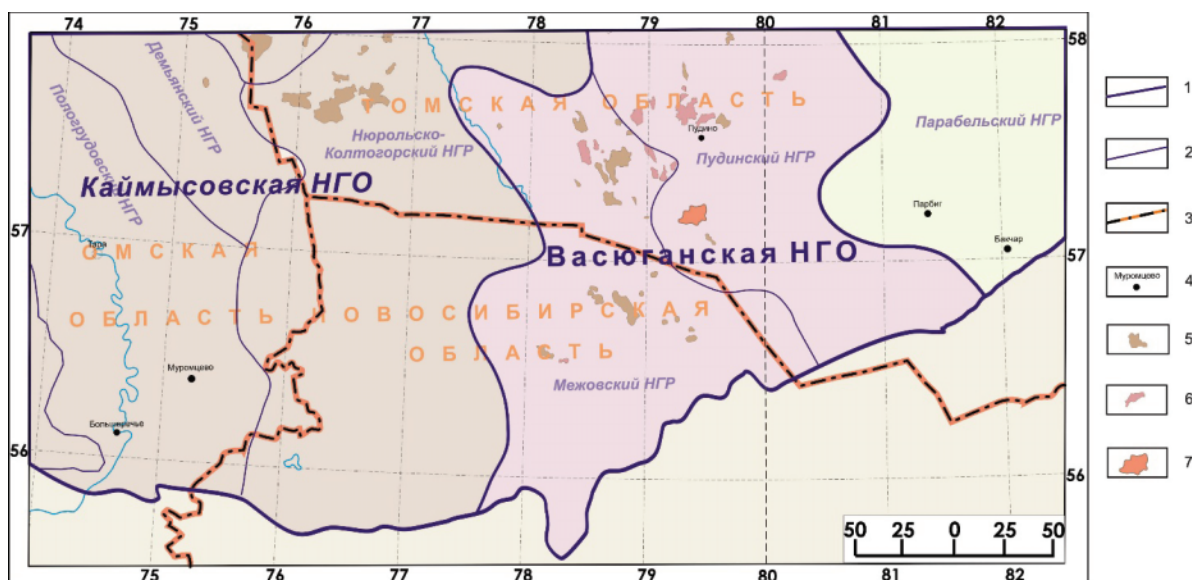


Рис. 1. Обзорная карта южных районов Западно-Сибирского бассейна (по материалам ИНГГ СО РАН). Границы: 1 – нефтегазоносных областей; 2 – нефтегазоносных районов; 3 – административные; 4 – населенные пункты; месторождения: 5 – нефтяные, 6 – нефтегазоконденсатные, 7 – газовые и газоконденсатные

Fig. 1. Overview map of the southern areas of the West Siberian basin (on materials IPGG SB RAS). Borders: 1 – oil-and-gas areas; 2 – oil-and-gas regions; 3 – administrative; 4 – settlements; fields: 5 – oil, 6 – oil-gas-condensate, 7 – gas and gas-condensate

ризонта. Региональным перекрывающим флюидоупором служит георгиевская, баженовская и куломзинская свиты, объединяемые в кимериджско-валанжинский водоупорный горизонт. В настоящее время в пределах верхнеюрского комплекса открыты залежи на таких месторождениях, как Арчинское, Верх-Тарское, Тай-Дасское и многих других.

В последние десятилетия повышенный интерес геологов во всем мире связан с изучением черносланцевых толщ. Наиболее важными направлениями изучения таких пород с точки зрения нетрадиционных коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами являются исследования их литологии, геохимии и коллекторских свойств [3–8]. В Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне также распространена черносланцевая формация – баженовская свита, которая последние годы активно изучается и рассматривается как самостоятельный объект для поисков в ней скоплений углеводородов [9, 10]. Современные геологические материалы позволяют рассматривать баженовскую свиту и в исследуемом регионе в качестве перспективного комплекса. В настоящий момент доказана промышленная нефтеносность баженовской свиты на Федюшкинском и Снежном месторождениях Томской области [11].

В пределах исследуемого региона выделяются несколько основных нефтепроизводящих толщ юрского и палеозойского возраста. Изучение состава нефтей палеозойского комплекса [12] позволило выделить два типа нефтепроизводящих пород. К первому следует отнести аномально обогащенные органическим веществом морские производящие толщи палеозойского возраста. Содержание органического углерода в девонских отложениях колеблется от 0,03 до 3 %, максимальные концентрации отмечены в аргиллитах. В кембрийских породах концентрация органического углерода варьируется от 0,07 до 0,38 % [12, 13]. Степень катагенетической преобразованности органического вещества палеозойских отложений, определенная по отражательной способности витринита, –  $МК_2$ - $АК_3$  [14]. Источником нефтей второго типа являются континентальные нефтематеринские породы озерно-болотного и болотного генезиса, их состав близок к составу битумоидов тогурской свиты [12]. Это подтверждает наличие процессов миграции углеводородов из ниже-среднеюрских отложений в палеозойские коллекторы. Содержание органического углерода в тогурской свите колеблется от 0,09 до 7,55 %. Степень его катагенетической преобразованности отвечает стадиям катагенеза  $МК_1^2$ - $МК_2$  [14]. Кроме того, существуют нефти промежуточного типа, которые сформировались в результате смешения первых двух на стадии аккумуляции углеводородов [12].

Основным источником углеводородов в регионе считается баженовская свита (волжский ярус). Для оценки масштабов и времени генерации углеводородов в ней на изучаемой территории бы-

ло проведенное двумерное математическое моделирование. Толщина свиты в среднем составляет 25 м, а концентрация органического углерода изменяется от 4 до 12 %. Подстилающая ее георгиевская свита (верхи оксфордского-низы волжского ярусов) имеет мощность 8–10 м. В верхней части ее разреза содержание органического углерода изменяется от 1,2 до 2,7 %, что дает основание рассматривать верхи георгиевской свиты также в качестве нефтематеринской формации. Результаты моделирования зафиксировали, что нефтематеринские свиты вошли в главную зону нефтеобразования в конце палеогена. Из органического вещества баженовской свиты образовалось в три раза больше жидких углеводородов, чем из органического вещества георгиевской свиты. В процессе катагенетического преобразования пород в юрских отложениях наблюдалось постоянное увеличение палеотемператур, что способствовало активному протеканию процессов генерации и миграции углеводородов. К раннеолигоценному времени температуры достигли 100 °С.

#### Методика исследований

Применение гидрогеологических исследований для поисков нефти и газа основано на ведущей роли водных растворов в процессах нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. Длительное время подобные исследования проводятся во многих осадочных бассейнах Австралии, Дании, Канады, Китая, Норвегии, России, США и других стран, что способствовало разработке многочисленных гидрогеологических показателей продуктивности недр [15–29]. Наиболее информативными являются гидрохимические и палеогидрогеологические [16]. Поскольку строение коллекторов как в верхнеюрском, так и в ниже-среднеюрском и палеозойском комплексах имеет сложное строение, использование комплексного подхода к прогнозированию полностью оправдано.

Строение палеозойских залежей очень сложное – они приурочены к тектонически и литологически экранированным ловушкам, выявление которых усложняется меньшей степенью изученности глубоких бурением. Несмотря на длительное изучение, не существует общепринятой методики выделения перспективных объектов для поисков углеводородов. Одним из основных геологических критериев остается состав слагающих пород фундамента, поэтому выделение зон с улучшенными коллекторскими свойствами является первоочередной задачей. Подобная карта была составлена в ИНГГ СО РАН на основе изучения данных глубокого бурения, структурных, палеоструктурных карт и сейсмических разрезов [2]. Анализ состава пород фундамента в комплексе с гидрогеологическими и палеогидрогеологическими данными позволяет выделить участки, наиболее перспективные для поисков углеводородов.

Среднеюрские отложения (тюменская свита) на сводах и поднятиях имеют, как правило, сокра-

щённую мощность, пониженные коллекторские и экранирующие свойства. Проведенные исследования показывают, что благоприятными зонами для формирования залежей нефти и газа в среднеюрских отложениях являются прогибы, впадины и их склоны, где увеличиваются мощности и качество коллекторов и экранирующих толщ. Наибольшие перспективы связаны с литологическими ловушками, сформированными в аллювиальных обстановках. Русла палеорек, особенно меандрирующих, обладают повышенными коллекторскими свойствами, они имеют рукавообразные (шнурковые) морфологические формы в плане и изолированы алевритисто-глинистыми осадками, сформированными в пойменных и болотных обстановках [30]. В связи с этим для прогноза благоприятных зон основное значение имеют палеогеографические и палеогеогеологические исследования [21]. Для понимания процессов миграции и аккумуляции углеводородов необходимо знание морфологии и пространственного размещения областей сноса и накопления осадочного материала, распределение фациальных обстановок и выявления зон внутреннего питания и разгрузки подземных вод. Анализ палеогеографических реконструкций Западно-Сибирского бассейна на байос-батское время позволил выявить в регионе зоны развития русловых и дельтовых фаций, характеризующихся улучшенными коллекторскими свойствами [31]. Интерпретация каротажных материалов дала возможность оконтурить участки максимальной песчаности тоуменской свиты, наиболее благоприятные для размещения залежей углеводородов.

Большинство открытых месторождений в оксфордском резервуаре верхнеюрского комплекса приурочено к локальным поднятиям, они достаточно надежно выделяются по данным сейсмозвездки [32]. В настоящее время основные перспективы связывают с неантиклинальными ловушками, для выявления зон распространения которых требуется более детально рассмотреть пространственное расположение зон аккумуляции и генерации углеводородов, наметить пути их миграции.

Для оценки перспектив нефтегазоносности баженовской свиты были оценены условия, наиболее благоприятные для накопления углеводородов и сохранения залежей. Наиболее важными являются толщины баженовского горизонта и экранирующие свойства флюидоупоров – подачимовской толщи и георгиевской свиты. Кроме того, учитывалось содержание органического углерода, степень зрелости органического вещества и современные геотермические условия [10, 13, 14, 33].

Изучение особенностей микрокомпонентного состава подземных вод нижнего водоносного этажа южных районов Западно-Сибирского бассейна показало, что в контурных зонах залежей углеводородов происходит увеличение содержания многих микрокомпонентов: йода, брома, бора, кремнезема, аммония, лития, рубидия, цинка, марганца, стронция и многих других (табл. 1). Помимо этого

важным индикатором наличия залежи также является возрастание коэффициента В/Вг, общей газонасыщенности, содержания гомологов метана, средние значения общей минерализации и степень метаморфизации подземных вод. Таким образом, анализ гидрогеохимических данных и результатов испытания подземных вод позволил обосновать комплекс гидрогеохимических критериев, благоприятных для наличия залежей углеводородов в изучаемом регионе.

*Таблица. Среднее содержание микроэлементов в водах ареальной зоны залежей углеводородов и в непродуктивных пластах нижнего водоносного этажа южных районов Западно-Сибирского бассейна*

*Table. Average content of microcomponents in waters of areal zone of hydrocarbon deposits and in unproductive layers of the ground water-bearing floor of the southern regions of the West Siberian basin*

Комплекс Complex	Флюиды Fluids	мг/дм <sup>3</sup> /mg/l								В/Вг
		I	SiO <sub>2</sub>	NH <sub>4</sub>	Li	Rb	Zn	Mn		
Верхнеюрский Upper Jurassic	Воды/Water	5,4	32,5	43,7	4,4	0,4	0,1	1,3	0,2	
	Углеводороды Hydrocarbons	6,9	35,3	60,2	5,2	0,6	1,4	1,7	0,4	
Нижне-среднеюрский Lower-Middle Jurassic	Воды/Water	5,0	28,6	38,9	6,7	0,4	0,5	0,4	0,1	
	Углеводороды Hydrocarbons	8,7	34,0	68,5	7,2	0,7	0,5	0,6	0,3	
Палеозойский Paleozoic	Воды/Water	9,4	28,0	46,6	5,1	0,9	0,4	1,5	0,1	
	Углеводороды Hydrocarbons	11,1	40,3	82,1	6,1	1,0	1,1	1,8	0,3	

В качестве критериев для прогноза нефтегазоносности предлагается использовать комплекс геологических, гидрогеохимических и палеогеогеологических показателей. К прямым гидрогеохимическим показателям относится газовый, микрокомпонентный состав подземных вод и водоразтворенного органического вещества. К прямым геологическим – наличие залежей нефти или признаки углеводородов, полученные в процессе испытания скважин. К косвенным показателям отнесены общие геологические, палеогеогеологические, палеогеогеохимические критерии.

Основными критериями оценки перспектив нефтегазоносности по палеогеогеологическим данным являются: количество и длительность элизионных и инфильтрационных этапов в истории развития бассейна; удаленность от зоны внешнего питания подземных вод (инфильтрации); выделение зон внутреннего питания и разгрузки подземных вод и определение возможных путей миграции флюидов.

#### Результаты и их обсуждение

В начале гидрогеологической истории развития бассейна в течение триасового периода и ранне-среднеюрской эпохи преобладающим режимом был инфильтрационный. В это время господствовал континентальный режим осадконакопления, активно шли эрозионные процессы и формировались коры выветривания на останцах палеозойско-

го фундамента. Инфильтрация пресных вод атмосферного генезиса способствовала улучшению коллекторских свойств палеозойских пород. Процессы осадконакопления начались в раннем тоаре. Повышение уровня моря и региональная трансгрессия привела к образованию в пределах крупных впадин озерных и ингрессивно-морских глинистых отложений тогурской свиты, разделенных обширными участками денудационной равнины [28]. В аален-байосское время осадконакопление имело также мозаичный характер, тяготело к погруженным участкам рельефа, преобладающими обстановками были денудационная и аккумулятивные озерно-аллювиальная и прибрежная равнины. Миграция подземных вод атмосферного генезиса происходила от зон питания, расположенных в пределах возвышенных структур рельефа, к зонам разгрузки, тяготеющим к отрицательным структурным элементам. Основными зонами питания являлись останцы палеозойского питания, возвышающиеся в пределах положительных тектонических структур – Межовского структурного мегамыса, Тебисско-Воробьевского структурного мегамыса, Северо-Межовской мегамоноклинали и др. Зонами разгрузки являлись наиболее погруженные участки в пределах Колтогорско-Нюрольского желоба, Кыштовского наклонного мезопрогиба, Бакчарской мезовпадины и др.

Начавшаяся в бате региональная трансгрессия привела к установлению морского режима седиментации в регионе. Далее захоронение сингенетичных вод шло совместно с морскими талассогенными осадками в бассейне с соленостью от 20 до 35 г/дм<sup>3</sup> [28]. Таким образом, после образования мощного водоупорного кимериджско-валанжинского горизонта возраста залегающие ниже юрские и палеозойский комплексы развивались как единая элизионная система. Только в пределах Барабинско-Пихтовой мегамоноклизы могли протекать процессы инфильтрации атмосферных вод. Это является важным условием образования и сохранения залежей углеводородов.

Проведение палеогидродинамических реконструкций показало, что области внутреннего питания подземных вод (палеопьезомаксимумы) в юрское время располагались в пределах наиболее погруженных частей Бакчарской мезовпадины, центральной и восточной частей Барабинско-Пихтовой мегамоноклизы, Колтогорско-Нюрольского желоба, Кыштовского наклонного мезопрогиба, Межовского структурного мегамыса, Муромцевско-Сидельниковского прогиба и Парабельского наклонного мегавала. Области скрытой разгрузки (палеопьезоминимумами) являлись поднятия и их борта, расположенные в пределах западной части Барабинско-Пихтовой мегамоноклизы, Верхневасюганской антекклизы, Пудинского куполовидного мезоподнятия и зоны сочленения Северо-Межовской мегамоноклинали с Межовским структурным мегамысом. Латеральная миграция флюидов происходила от внутренних зон питания к зо-

нам скрытой разгрузки под действием разности геостатических нагрузок.

Основным поставщиком подземных вод для ниже-среднеюрского и верхнеюрского комплексов являлся кимериджско-валанжинский водоупорный горизонт, по мере погружения и уплотнения глинистых осадков происходило выделение больших объемов элизионных вод. Детальные расчеты позволили численно охарактеризовать палеогидродинамические зоны. В пределах внутренних областей питания подземных вод в сумме отжималось от 50 до 80 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>, в областях скрытой разгрузки – до 35 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. Переходные земли были отнесены к транзитной области, в пределах которой происходила латеральная миграция флюидов от зон питания (генерации углеводородов) к зонам скрытой разгрузки (аккумуляции). При наличии благоприятных литологических условий в транзитной области могли располагаться вторичные зоны питания и разгрузки. Полученные результаты позволили выделить обширную зону питания подземных вод в центральной части региона, протягивающуюся с юго-запада на северо-восток. Основные зоны разгрузки выявлены в пределах Останинской, Тай-Дасской, Межовской, Веселовской, Урманской и ряда других площадей.

Помимо латеральной миграции, немаловажную роль играют процессы вертикальной миграции флюидов в вышелегающие комплексы и подток из нижележащих горизонтов по зонам тектонических нарушений. Анализ мезозойско-кайнозойских тектонических процессов позволил выделить три этапа формирования разрывных нарушений: раннеюрский, берриас-валанжинский и посттуронский (кайнозойский). В ранней юре и аалене палеозойские блоки фундамента имели тенденцию к росту, что сформировало и обновило приуроченные к ним разломы, как правило затухающие в базальной части осадочного чехла [34]. Картирование этих разломов важно для изучения процессов миграции флюидов в пределах ниже-среднеюрского и палеозойского комплексов. Берриас-аптеские разломы не могли служить каналами миграции углеводородов, поскольку к моменту вступления баженовской свиты в главную зону нефтегазообразования были уже «залечены». Тем не менее они могли быть экранами для верхнеюрских залежей углеводородов. Формирование кайнозойских разломов совпало со временем вхождения баженовской свиты в НГГЗК, они могли служить каналами для миграции углеводородов. Однако в пределах юго-восточных районов Западно-Сибирского бассейна дизъюнктивная тектоника имеет подчиненное значение из-за низкой тектонической активности в меловое и кайнозойское время [34].

Изучение особенностей химического состава подземных вод и рассолов южных районов Западно-Сибирского бассейна показало, что в пределах нижнего водоносного этажа распространены преимущественно соленые воды и рассолы с величиной

общей минерализации от 7,5 до 87,0 г/дм<sup>3</sup> (фоновое значение – 55–60 г/дм<sup>3</sup>) хлоридного натриевого состава, также встречаются хлоридные кальцевые и хлоридные кальциево-натриевые (по классификации С.А. Щукарева). По генетическому типу преобладают седиментогенные и древние инфильтрогенные, смешанные в различной степени между собой. Вблизи контуров углеводородных залежей локально развиты конденсатогенные воды, генетически связанные с ними [15–17, 35]. Подземные воды всех изучаемых комплексов находятся на начальной стадии метаморфизации химического состава, не зависимо от состава вмещающих пород [36]. Отношение  $r_{Na}/r_{Cl}$  колеблется от 0,1 до 1,8;  $Ca/Cl$  от 0,01 до 0,2, а  $r(HCO_3+CO_3)/r(Ca+Mg)$  составляет 0,01–4,0 [35].

Анализ микрокомпонентного состава подземных вод, водорастворенного органического вещества и газов показал, что вблизи контуров залежей в значительной степени возрастают концентрации генетически связанных с ОВ элементов: йода, бора, брома, аммония, тяжелых углеводородов, бензола, фенола, органических соединений и щелочных элементов [15–17]. В пределах изучаемых комплексов выявлены и оконтурены гидрогеохимические аномалии по содержанию (мг/дм<sup>3</sup>):  $I > 10$  ( $Pz > 25$ ),  $Br > 100$  ( $Pz > 150$ ),  $B > 20$ ,  $NH_4 > 100$  ( $Pz > 150$ ),  $SiO_2 > 100$ ,  $Rb > 1$ ,  $Str > 450$ ,  $Zn > 0,8$ ,  $Mn > 1$ ,  $Li > 7$ . Большинство аномалий приурочено к локальным поднятиям с выявленными залежами углеводородов [37].

Наибольшие концентрации йода установлены на Арчинской, Герасимовской, Калиновой и других площадях, бора – на Большереченской, Малоичской, Ракитинской, Тай-Дасской и других площадях, брома – на Верх-Тарской, Крыловской, Нижне-Табаганской и других площадях. Максимальные содержания аммония характерны для Восточно-Герасимовской, Калиновой, Крыловской, Останинской и др. площадей.

Среди щелочных элементов наибольшие концентрации рубидия выявлены на Арчинской, Кулгинской, Останинской и Южно-Тамбаевской площадях. Повышенные содержания лития отмечаются на Кенгской, Останинской, Урманской и др. площадях. Среди щелочноземельных элементов аномальные значения стронция отмечены на Верхне-Комбарской, Герасимовской, Калиновой, Крыловской, Останинской, Северо-Останинской, Тамбаевской и Урманской площадях. Максимальные концентрации цинка выделяются на Верхне-Комбарской, Нижне-Тамбаевской, Тамбаевской и Урманской площадях, марганца – на Игольской, Калиновой, Нижне-Табаганской, Северо-Останинской и Урманской площадях.

В пределах палеозойского гидрогеологического комплекса в составе водорастворенных газов преобладает метан, среднее содержание которого составляет 87,8 об. %. Средние концентрации (об. %)  $CO_2$  – 6,29,  $N_2$  – 3,59,  $H_2$  – 0,56 и He – 0,04. В нижне-среднеюрском комплексе отмечаются более

высокие концентрации азота, достигающие 9,6 об. %, содержания углекислого газа более низкие (1,21 об. %), содержания  $H_2$  и He аналогичные палеозойскому. Превалирующим также остается метан (80,5 об. %). В составе водорастворенных газов верхнеюрского комплекса основным компонентом, аналогично с нижележащими, является метан. Средние концентрации (об. %)  $CO_2$  составляют 1,10,  $N_2$  – 8,57,  $H_2$  – 0,19 и He – 0,03. На ряде продуктивных площадей (Калиновая, Нижне-Табаганская, Останинская и др.) во всех комплексах сумма гомологов метана превышает 5 %.

Исходя из приведенной выше информации, установленной в ходе исследования и взятой из опубликованных материалов, были составлены схемы перспектив нефтегазоносности по каждому комплексу, что позволило выделить продуктивные участки и ранжировать земли по категориям. Всего было выделено три категории перспективности для поисков новых залежей углеводородов: высокоперспективные, перспективные и земли с неясными перспективами, требующие дополнительного изучения.

В пределах палеозойского комплекса высокоперспективные земли характеризуются:

- 1) приуроченностью к положительным структурно-тектоническим элементам, сложенным карбонатными или глинисто-кремнистыми породами;
- 2) получением притоков или признаков наличия углеводородов в результате испытания скважин, повышенным газовым фактором;
- 3) средней минерализацией и низкой метаморфизацией подземных вод, наличием прямых гидрогеохимических показателей нефтегазоносности;
- 4) существенным преобладанием в составе водорастворенных газов метанового типа с высоким содержанием тяжелых углеводородов.
- 5) наличием дизъюнктивных нарушений и приуроченностью к зонам скрытой разгрузки подземных вод.

Вторая категория – перспективные земли, характеризуются теми же параметрами. Нефтегазоносность в пределах таких земель не доказана, но по прямым гидрогеохимическим показателям высока вероятность наличия залежей углеводородов. К третьей категории, земли с неясными перспективами, относятся участки, в пределах которых нефтегазоносность не выявлена, степень их изученности глубоким бурением низкая, гидрогеохимическое опробование в скважинах не проводилось. Тем не менее геологические и палеогидрогеологические исследования показывают наличие условий, благоприятных для формирования и сохранения залежей нефти и газа. Требуется дальнейшее более детальное изучение глубоким бурением палеозойских интервалов разреза.

Итоговая карта прогноза перспектив нефтегазоносности палеозойского комплекса характеризует пространственное расположение земель различной

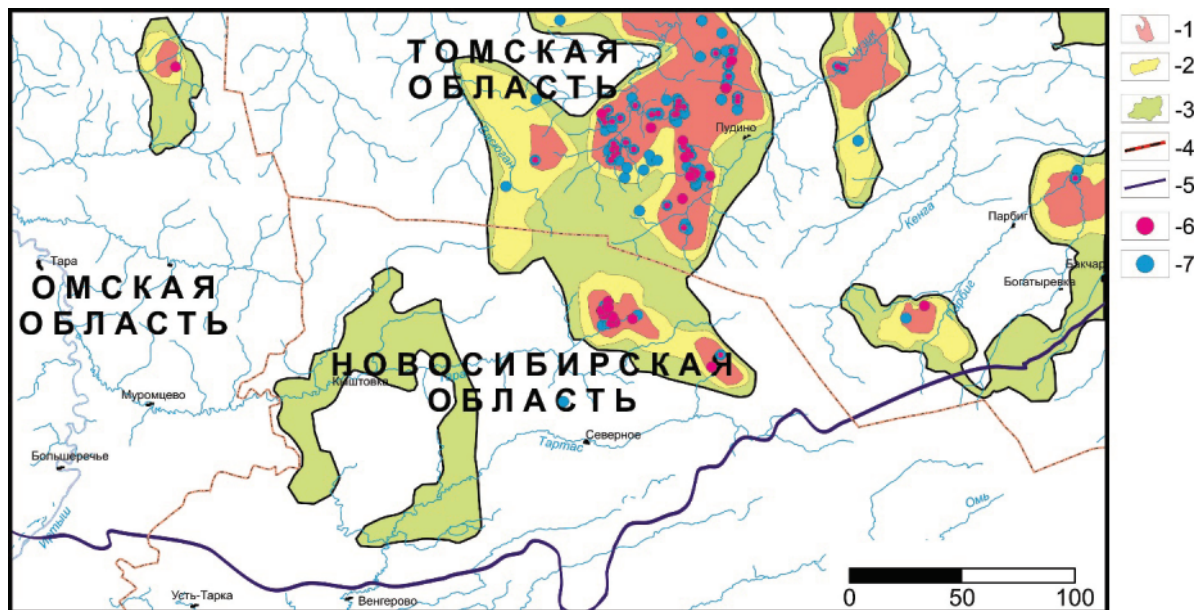


Рис. 2. Схема прогноза нефтегазоносности палеозойского комплекса южных районов Западно-Сибирского бассейна. Условные обозначения: категории перспективности земель для поисков углеводородов: 1 – высокоперспективные, 2 – перспективные, 3 – земли с неясными перспективами, требующие дополнительного изучения; границы: 4 – административные, 5 – Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции; скважины с: 6 – полученными притоками углеводородов; 7 – выявленными гидрогеохимическими аномалиями

Fig. 2. Scheme of forecasting oil-and-gas content of a Paleozoic complex in southern regions of the West Siberian basin. Symbols: categories of prospects of lands for search of hydrocarbons: 1 – highly-perspective, 2 – perspective, 3 – lands without clear prospects demanding additional studying; borders: 4 – administrative, 5 – West Siberian oil-and-gas province; wells with: 6 – received inflows of hydrocarbons; 7 – revealed hydrogeochemical anomalies

перспективности (рис. 2). Опираясь на перечисленные критерии, было выделено восемь зон, высокоперспективных для поиска новых залежей углеводородов или уточнения контуров уже установленных промышленных скоплений нефти и газа.

Для нижне-среднеюрского комплекса (тюменская свита) высокоперспективные земли обладают следующими особенностями:

- 1) приуроченностью к зонам с улучшенными коллекторскими свойствами тюменской свиты (мощности песчаной части разреза превышают 50 м);
- 2) выявлением в пределах данных участков зоны развития русловых фаций в байос-батское время;
- 3) установленными притоками или признаками наличия углеводородов, полученными в результате испытания скважин, повышенным газовым фактором;
- 4) средней минерализацией и низкой метаморфизацией подземных вод, наличием прямых гидрогеохимических показателей нефтегазоносности;
- 5) существенным преобладанием метанового типа с высоким содержанием тяжелых углеводородов в составе водорастворенных газов.
- 6) приуроченностью к зонам транзита и/или разгрузки подземных вод.

Перспективные земли и земли с неясными перспективами были выделены по такому же принципу,

как и в палеозойском комплексе (рис. 3). Поскольку степень гидрогеохимической изученности и опробования комплекса намного ниже, чем палеозойского, детальность прогноза существенно снижается. Выделено четыре высокоперспективные зоны, при этом площадь перспективных земель и земель с неясными перспективами существенно расширяется.

В пределах верхнеюрского комплекса (оксфордского горизонта) высокоперспективные земли отличаются:

- 1) установленными притоками или признаками наличия углеводородов, полученными в результате испытания скважин, повышенным газовым фактором;
- 2) средней минерализацией и низкой метаморфизацией подземных вод, наличием прямых гидрогеохимических показателей нефтегазоносности;
- 3) существенным преобладанием метанового типа с высоким содержанием тяжелых углеводородов в составе водорастворенных газов;
- 4) приуроченностью к зонами внутренней разгрузки флюидов и наличием зоны питания подземных вод на ближайшем расстоянии;
- 5) незначительной мощностью георгиевского горизонта (менее 10 м), не препятствовавшего миграции флюидов из баженовской нефтематеринской толщи.

Основываясь на представленные критерии, выделено одиннадцать высокоперспективных зон для поиска новых залежей углеводородов (рис. 4).



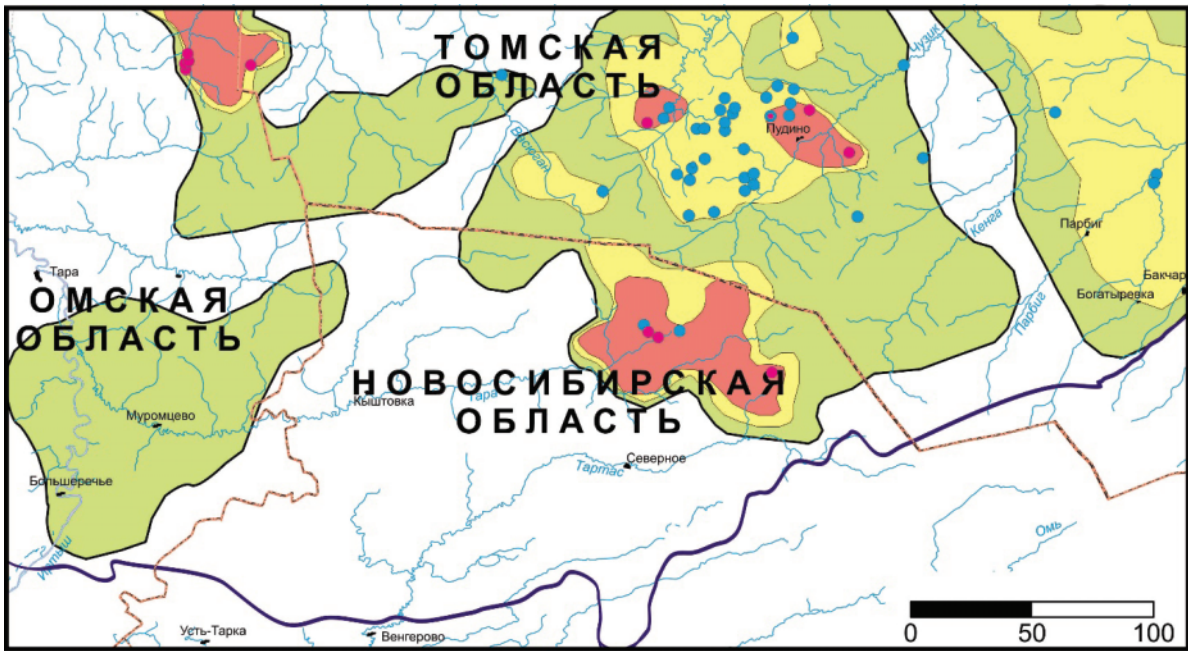


Рис. 3. Схема прогноза нефтегазоносности среднеюрских отложений южных районов Западно-Сибирского бассейна. Условные обозначения см. рис. 2

Fig. 3. Scheme of forecasting oil-and-gas content of Middle Jurassic deposits in southern regions of the West Siberian basin. Symbols see in Fig. 2

В пределах перспективных и земель с неясными перспективами также возможно открытие новых залежей, но требуются более детальные исследования и дополнительное изучение геологического строения.

Интерес в отношении нефтеносности в изучаемом районе также представляет баженовская свита. Анализ новых аналитических геохимических данных по керну с учетом результатов испытаний скважин и данных ГИС позволил авторам предло-

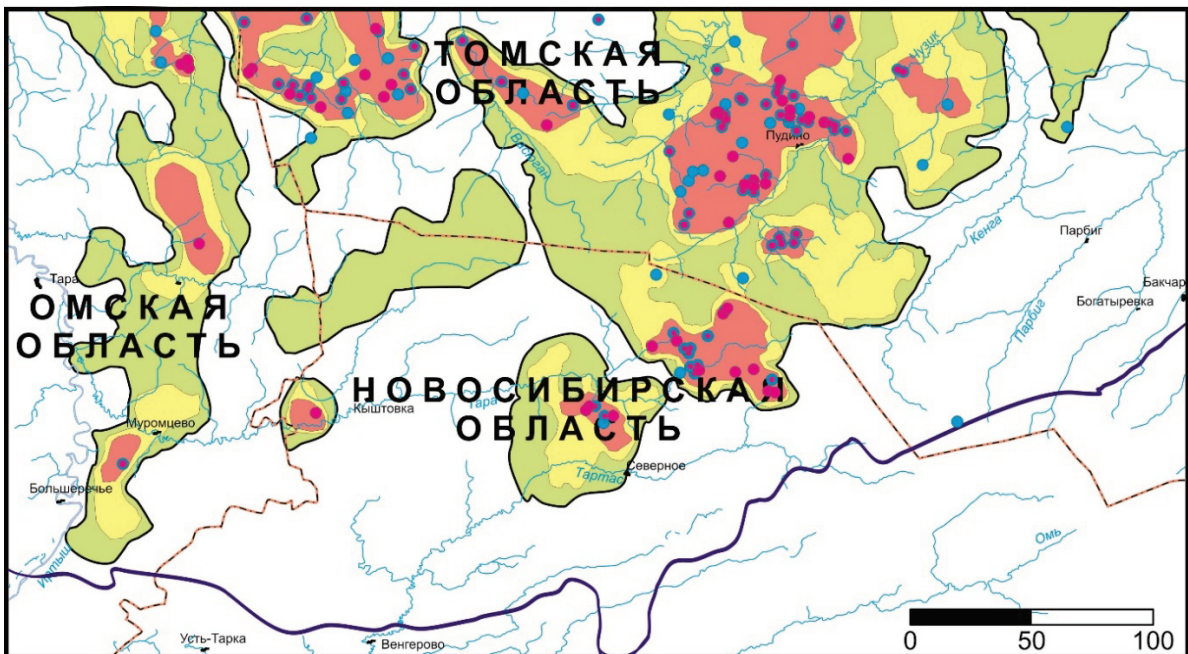


Рис. 4. Схема прогноза нефтегазоносности верхнеюрского комплекса (без баженовского горизонта) южных районов Западно-Сибирского бассейна. Условные обозначения см. рис. 2

Fig. 4. Scheme of forecasting oil-and-gas content of Upper Jurassic complex (without the bazhenov formation) of the West Siberian basin southern regions. Symbols see in Fig. 2

жить свою оценку региональных перспектив нефтеносности баженовской свиты в Межовском НГР.

На юго-западе Томской области (рис. 5) получены притоки нефти из баженовской свиты на Федюшкинской, Глуховской, Западно-Квензерской и др. площадях. Основой для выделения послужили следующие критерии:

- 1) притоки нефти из баженовской свиты на Федюшкинской, Глуховской, Западно-Квензерской и др. площадях были получены в зонах с толщинами георгиевской свиты 4 м и более. Такие толщины нижележащего флюидоупора являются достаточными для консервации жидких углеводородов в баженовской свите;
- 2) органическое вещество преобразовано до стадии МК<sub>2</sub> [38];
- 3) толщины баженовской свиты с современным содержанием органического углерода от 7 до 10 % [39] достигают 15 м;
- 4) современные температуры в кровле юры превышают 90 °С.

Перспективные земли характеризуются следующими геологическими параметрами:

- 1) толщины георгиевской свиты превышают 10 м;
- 2) органическое вещество преобразовано до стадии МК<sub>1</sub><sup>2</sup> [38];
- 3) толщины баженовской свиты с современным содержанием органического углерода от 7 до 10 % превышают 5 м при общей толщине свиты около 20 м [40].

В пределах перспективных земель в скважине Ракитинская-4 (Новосибирская область) получен приток нефти 1,6 м<sup>3</sup>/сут из приподошвенной части баженовской свиты.

В качестве земель с неясными перспективами, требующими дополнительного изучения, рассматриваются земли, в пределах которых органическое вещество баженовской свиты находится в главной фазе нефтеобразования [38]. Требуется дальнейшее геологическое изучение этих территорий и получение нового фактического материала.

Таким образом, наиболее перспективной с точки зрения нефтеносности баженовской свиты являются юго-западные районы Томской области. Рекомендуется провести испытания баженовской свиты на Межовской площади, а также новые испытания на Ракитинской площади на севере Новосибирской области. На этих участках также могут быть открыты промышленные скопления нефти в баженовской свите.

### Выводы

В южных районах Западно-Сибирского бассейна залежи, приуроченные к антиклинальным ловушкам верхнеюрского комплекса, открыты и эксплуатируются длительное время. Для воспроизводства минерально-сырьевой базы необходимо выявление новых залежей в сложностроенных неантиклинальных ловушках и слабоизученных палеозойском и среднеюрском комплексах. Для выявления подобных залежей необходимо применение комплексного подхода к прогнозированию, включающему помимо традиционных геологических критериев гидрогеологические и палеогеологические.

Различные подходы, предложенные для палеозойского, среднеюрского и верхнеюрского комплексов, позволяют выделить зоны, наиболее благоприятные для проведения дальнейших геолого-



Рис. 5. Схема прогноза нефтегазоносности баженовского горизонта южных районов Западно-Сибирского бассейна. Условные обозначения см. рис. 2

Fig. 5. Scheme of forecasting oil-and-gas content of bazhenov formation in southern regions of the West Siberian basin. Symbols see in Fig. 2

разведочных работ в регионе. Так, для палеозойского комплекса наиболее информативными являются гидрогеохимические показатели нефтегазоносности и анализ вещественного состава пород фундамента, для среднеюрского – гидрогеохимические и палеогеографические, для верхнеюрского – гидрогеохимические, палеогеографические и палеогеографические показатели. Применение данного подхода к прогнозированию существенно повысит эффективность геофизических методов при поиске новых залежей углеводородов, поскольку будет способствовать локализации геологоразведочных работ. Описанные критерии могут быть использованы также в других осадочных

бассейнах для выявления нетрадиционных залежей.

*Исследование выполнено в рамках Проекта 0266–2019–0006 «Разработка методик оценки ресурсов, разведки и подсчета запасов залежей трудноизвлекаемой нефти в углеродистых карбонатно-глинисто-кремнистых, карбонатных и засолоненных песчаных коллекторах» Программы фундаментальных научных исследований IX.131. «Геология месторождений углеводородного сырья, фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа, научные основы формирования сырьевой базы традиционных и нетрадиционных источников углеводородного сырья» и при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Новосибирской области в рамках научных проектов № 17–45–543249 и 17–45–540086.*

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геологическое строение и полезные ископаемые Западной Сибири. Т. I. Геологическое строение / под ред. А.В. Каныгина, В.Г. Свиридова. – Новосибирск: Изд-во Сибирского отделения Российской академии наук, Научно-издательский центр Объединенного института геологии, геофизики и минералогии, 1999. – 228 с.
2. Сейсмогеологические модели палеозойских комплексов и нефтегазоперспективных объектов юго-востока Западной Сибири (Новосибирская область) / В.А. Конторович, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин, К.И. Канакова, М.В. Соловьев // Технологии сейсморазведки. – 2017. – № 3. – С. 85–95.
3. Burnham A.K. Porosity and permeability of Green River oil shale and their changes during retorting // Fuel. – 2017. – V. 203. – P. 208–213.
4. Mineralogical and morphological characterization of Older Cambay Shale from North Cambay Basin, India: Implication for shale oil/gas development / S. Kumar, S. Das, R. Bastia, K. Ojha // Marine and Petroleum Geology. – 2018. – V. 97. – P. 339–354.
5. Enrichment and distribution of shale oil in the Cretaceous Qingshankou Formation, Songliao Basin, Northeast China / Ch. Liu, Z. Wang, Z. Guo, W. Hong, L. Wu // Marine and Petroleum Geology. – 2017. – V. 86. – P. 751–770.
6. Nanoscale pore structure characterization of the Bakken shale in the USA / K. Liu, M. Ostadhassan, J. Zhou, T. Gentzis, R. Rezaee // Fuel. – 2017. – V. 209. – P. 567–578.
7. Classification of microscopic pore-throats and the grading evaluation on shale oil reservoirs / S. Lu, J. Li, P. Zhang, H. Xue, Z. Li // Petroleum Exploration and Development. – 2018. – V. 45 (3). – P. 452–460.
8. Assessment of Uruguayan Oil Shales: physicochemical, thermal and morphological characterization / M. Torres, J. Castiglioni, L. Yermán, L. Suescun, A. Cuña // Fuel. – 2018. – V. 234. – P. 347–357.
9. Баженовская свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.А. Казаненков, В.А. Конторович, Е.А. Костырева, Е.В. Пономарева, С.В. Рыжкова, П.А. Ян // Георесурсы, геознергетика, геополитика: Электронный журнал. – 2014. – № 2 (10). – С. 1–8.
10. Зубков М.Ю. Региональный и локальный прогнозы нефтеносности баженовской и абалакской свит (Западная Сибирь) // Горные ведомости. – 2016. – № 3–4. – С. 46–68.
11. Девятов В.П., Сапьяник В.В., Шиганова О.В. Ресурсный потенциал баженовского нефтеносного комплекса на юго-востоке Западной Сибири // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2018. – № 2. – С. 18–22.
12. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во Сибирского отделения Российской академии наук. Филиал «ГЕО», 2005. – 183 с.
13. Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы / А.Э. Конторович, В.П. Данилова, Е.А. Костырева, В.Р. Лившиц // Органическая геохимия нефтепроизводящих толщ Западной Сибири: матер. науч. совещ. – Новосибирск: Изд-во Сибирского отделения Российской академии наук, 1999. – С. 10–12.
14. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских (юра, триас) и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: Институт нефтегазовой геологии и геофизики Сибирского отделения Российской академии наук, 2011. – 331 с.
15. Матусевич В.М., Попов В.К. Микроэлементы в подземных водах – показатели нефтегазоносности // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 1978. – № 8. – С. 3–8.
16. Назаров А.Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – М.: Идея-Пресс, 2004. – 288 с.
17. Розин А.А. Подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна и их формирование. – Новосибирск: Наука, 1977. – 102 с.
18. Интерпретация результатов гидрогеологических исследований при поисках нефти и газа / М.И. Суббота, В.Ф. Клейменов, Е.В. Стадник, Л.М. Зорькин, Ю.Я. Яковлев. – М.: Недра, 1990. – 221 с.
19. Tracing enhanced oil recovery signatures in casing gases from the Lost Hills oil field using noble gases / P.H. Barry, J.T. Kulonowski, M.K. Landon, R.L. Tyne, C.J. Ballentine // Earth and Planetary Science Letters. – 2018. – V. 496. – P. 57–67.
20. Egeberg P.K., Ågaard P. Origin and evolution of formation waters from oil fields on the Norwegian shelf // Applied Geochemistry. – 1989. – V 4. – P. 131–142.
21. Evans P. Fluoride anomalies in aquifers of the Queensland sector of The Great Artesian Basin and their significance // Geological Society of Australia Abstracts. – 1996. – V. 43. – P. 172–178.
22. Hofmann H., Cartwright I. Using hydrochemistry to understand interaquifer mixing in the on-shore part of the Gippsland Basin, southeast Australia // Applied Geochemistry. – 2013. – V. 33. – P. 84–103.
23. Hydrocarbon preservation conditions in Mesozoic–Paleozoic marine strata in the South Yellow Sea Basin / J. Liang, P. Zhang, J. Chen, J. Gong, Y. Yuan // Natural Gas Industry. – 2017. – V. 4 (6). – P. 432–441.
24. Identifying the origin and geochemical evolution of groundwater using hydrochemistry and stable isotopes in the Subei Lake basin, Ordos energy base, Northwestern China / F. Liu, X. Song, L. Yang, Y. Zhang, D. Han, Y. Ma, H. Bu // Hydrology and Earth System Sciences. – 2015. – V. 19. – P. 551–565.

25. Matray J.M., Fontes J.C. Origin of the oil-field brines in the Paris Basin // *Geology*. – 1990. – V. 18. – P. 501–504
26. Using environmental isotopes and dissolved methane concentrations to constrain hydrochemical processes and inter-aquifer mixing in the Galilee and Eromanga Basins, Great Artesian Basin, Australia / С.Е. Moya, M. Raiber, M. Taulis, M.E. Cox // *Journal of Hydrology*. – 2016. – V. 539. – P. 304–318.
27. Novikov D.A. Theoretical substantiation of application of the hydrocarbon accumulation prospecting technique in Western Siberia based on the study of water-gas equilibria // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Polar Mechanics: the Fifth All-Russian Conference with International Participation. – 2018. – V. 193. – P. 012048–012048.
28. Whittemore D.O. Fate and identification of oil-brine contamination in different hydrogeologic settings // *Applied Geochemistry*. – 2007. – V. 22 (10). – P. 2099–2114.
29. Yao Y., Liu D., Yan T. Geological and hydrogeological controls on the accumulation of coalbed methane in the Weibei field, southeastern Ordos Basin // *International Journal of Coal Geology*. – 2014. – V. 121. – P. 148–159.
30. Абросимова О.О., Кулагин С.И. Выявление ловушек углеводородов неантиклинального типа в верхне-среднеюрских отложениях (юго-восточная часть Томской области) // *Известия Томского политехнического университета*. – 2008. – Т. 313. – № 1. – С. 51–53.
31. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова, Б.Н. Шурыгин, Л.Г. Вакуленко, Е.А. Гайдебурова, В.П. Данилова, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, В.И. Москвин, П.А. Ян // *Геология и геофизика*. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.
32. Калинин А.Ю., Конторович В.А., Калинина Л.М. Сейсмогеологические критерии прогноза коллекторов и нефтегазоносность верхней юры юго-востока Западной Сибири // *Геология нефти и газа*. – 2018. – № 3. – С. 43–47.
33. Районирование мегавпадин Томской области по плотности ресурсов сланцевой нефти / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, Е.Н. Осипова, О.Г. Сургурова // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2016. – Т. 11. – № 1. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/4/1\\_2016.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/1_2016.pdf) (дата обращения 10.07.2019).
34. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // *Геология и геофизика*. – 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 461–474.
35. Садыкова Я.В., Новиков Д.А. Палеогидрогеологические реконструкции верхнеюрских отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья // *Известия ВУЗов. Нефть и газ*. – 2010. – № 1. – С. 18–25.
36. Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // *Petroleum Exploration and Development*. – 2017. – V. 44 (5). – P. 780–786.
37. Нефтегазовая гидрогеохимия доюрских комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья / Д.А. Новиков, С.В. Рыжкова, Ф.Ф. Дульцев, А.В. Черных, К.В. Сесь, Н.А. Ефимцев, А.Е. Шохин // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2018. – Т. 329. – № 12. – С. 39–54.
38. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегаполиса / А.Э. Конторович, А.Н. Фомин, В.О. Красавчиков, А.В. Истомин // *Геология и геофизика*. – 2009. – Т. 50. – № 11. – С. 1191–1200.
39. Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта / А.Э. Конторович, Е.В. Пономарева, Л.М. Бурштейн, В.Н. Глинских, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, М.А. Павлова, А.П. Родченко, П.А. Ян // *Геология и геофизика*. – 2018. – Т. 59. – № 3. – С. 357–371.
40. Баженовский горизонт Западной Сибири: строение, корреляция и толщины / С.В. Рыжкова, Л.М. Бурштейн, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, А.Ю. Нехаев, Б.Л. Никитенко, М.А. Фомин, Б.Л. Шурыгин, А.Л. Бейзель, Е.В. Борисов, О.В. Золотова, Л.М. Калинина, Е.В. Пономарева // *Геология и геофизика*. – 2018. – № 7. – С. 1053–1074.

Поступила 14.07.2019 г.

#### Информация об авторах

**Садыкова Я.В.**, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики Сибирского отделения Российской академии наук.

**Фомин М.А.**, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики Сибирского отделения Российской академии наук; старший преподаватель, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет.

**Рыжкова С.В.**, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики Сибирского отделения Российской академии наук; старший преподаватель, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет.

**Новиков Д.А.**, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики Сибирского отделения Российской академии наук; доцент, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет.

**Дульцев Ф.Ф.**, младший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук.

**Черных А.В.**, младший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук.

UDC 553.98:556.3 (571.511)

## FORECAST OF OIL-AND-GAS CONTENT IN JURASSIC AND PALEOZOIC DEPOSITS OF WEST SIBERIA SOUTHERN REGIONS

**Yana V. Sadykova**<sup>1</sup>,  
SadykovaYV@ipgg.sbras.ru

**Mikhail A. Fomin**<sup>1,2</sup>,  
FominMA@ipgg.sbras.ru

**Svetlana V. Ryzhkova**<sup>1,2</sup>,  
RizhkovaSV@ipgg.sbras.ru

**Dmitry A. Novikov**<sup>1,2</sup>,  
NovikovDA@ipgg.sbras.ru

**Fedor F. Dultsev**<sup>1</sup>,  
DultsevFF@ipgg.sbras.ru

**Anatoliy V. Chernykh**<sup>1</sup>,  
ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

<sup>1</sup> Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, 3, Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

<sup>2</sup> Novosibirsk State University, 1, Pirogov street, Novosibirsk, 630090, Russia.

*The article is devoted to the prospects of hydrocarbon potential of the Paleozoic and Mesozoic complexes of the southern regions of Western Siberia. The problem of identifying and detailed mapping of oil-and-gas prospective objects in the southern regions of the West Siberian basin is associated with a complex nature of distribution of the reservoirs and their spatial relationships with impermeable rocks, which predetermines location of oil and gas deposits at complex non-anticlinal traps. To identify them, it is necessary to apply an integrated method of forecasting, which includes, in addition to the tectonic, lithological and stratigraphic studies of the enclosing rocks, hydrogeological ones as well. The application of hydrogeological criteria for regional, zonal and local assessment of petroleum potential is based on the large role of ground waters in oil-and-gas formation. We have established the hydrogeochemical features of ground waters, identified hydrogeochemical anomalies closely related to hydrocarbon accumulations (I, B, Br, NH<sub>4</sub> etc.). The genetic types of ground waters and degree of their catagenetic maturation are characterized. We have presented the results of paleohydrogeochemical and paleohydrodynamic reconstructions, selected the most probable zones of hydrocarbon generation and accumulation, outlined the main routes of fluid migration. We have studied features of the geological structure and allocated zones of the improved collectors development. A set of somewhat differing criteria of oil-and-gas content for Paleozoic, Middle and Upper Jurassic complexes were justified on the bases of hydrogeological and geological indicators. Based on the suggested complex of criteria, forecast of oil-and-gas content was carried out and sites of various categories of prospects (lands highly-perspective, perspective and without clear prospects demanding further studying) were marked. Application of this approach will promote localization of exploration works and increase efficiency of geophysical methods in search of new deposits of hydrocarbons in the southern regions of the West Siberian basin.*

### Key words:

*Southern regions of the West Siberian basin, hydrogeology, hydrogeochemistry, hydrocarbon potential, Jurassic and Paleozoic complexes*

*The research was carried out within the project 0266–2019–0006 «Development of techniques to assess resources, explore and calculate the reserves of unconventional oil accumulations in carbon carbonate-siliceous-argillaceous, carbon-bearing and saline sand reservoirs» of the Program of fundamental scientific researches «Geology of hydrocarbon material deposits, fundamental problems of geology and geochemistry of oil and gas, scientific bases of forming raw material base of conventional and unconventional sources of hydrocarbon material». The research was financially supported by the RFBR and the Administration of Novosibirsk region within the scientific projects no. 17–45–543249 and 17–45–540086.*

### REFERENCES

1. *Geologicheskoe stroenie i poleznye iskopaemye Zapadnoy Sibiri* [Geological structure and mineral resources of Western Siberia]. T. I. Geologicheskoe stroenie [Vol. I. Geological structure]. Eds. A.V. Kanygin, V.G. Sviridov. Novosibirsk, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences Publ. House, 1999. 228 p.
2. Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu., Kanakova K.I., Solovlev M.V. Seismological models of Paleozoic complexes and oil and gas perspective objects in the south-east of Western Siberia (Novosibirsk region). *Seismic technology*, 2017, no. 3, pp. 85–95. In Rus.
3. Burnham A.K. Porosity and permeability of Green River oil shale and their changes during retorting. *Fuel*, 2017, vol. 203, pp. 208–213.
4. Kumar S., Das S., Bastia R., Ojha K. Mineralogical and morphological characterization of Older Cambay Shale from North Cam-

- bay Basin, India: Implication for shale oil/gas development. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, vol. 97, pp. 339–354.
5. Liu Ch., Wang Z., Guo Z., Hong W., Wu L. Enrichment and distribution of shale oil in the Cretaceous Qingshankou Formation, Songliao Basin, Northeast China. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, vol. 86, pp. 751–770.
  6. Liu K., Ostadhassan M., Zhou J., Gentzis T., Rezaee R. Nanoscale pore structure characterization of the Bakken shale in the USA. *Fuel*, 2017, vol. 209, pp. 567–578.
  7. Lu S., Li J., Zhang P., Xue H., Li Z. Classification of microscopic pore-throats and the grading evaluation on shale oil reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, vol. 45 (3), pp. 452–460.
  8. Torres M., Castiglioni J., Yermán L., Suescun L., Cuña A. Assessment of Uruguayan Oil Shales: physicochemical, thermal and morphological characterization. *Fuel*, 2018, vol. 234, pp. 347–357.
  9. Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Kazanenkov V.A., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Ponomareva E.V., Ryzhkova S.V., Yan P.A. The Bazhenov formation is the main source of unconventional oil in Russia. *Georesources, geoenergy, geopolitics: Electronic journal*, 2014, no. 2 (10), pp. 1–8. In Rus.
  10. Zubkov M.Yu. Regional and local oil-bearing forecasts of the Bazhenov and Abalak Formations (Western Siberia). *Mining journal*, 2016, no. 3–4, pp. 46–68. In Rus.
  11. Devyatov V.P., Sapyanik V.V., Shiganova O.V. Resource potential of the Bazhenov oil complex in the south-east of Western Siberia. *Mineral resources of Russia. Economics and Management*, 2018, no. 2, pp. 18–22. In Rus.
  12. Kostyreva E.A. *Geokhimiya i genezis paleozoyshkikh neftey yugovostoka Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry and genesis of Paleozoic oil in southeast of the Western Siberia]. Novosibirsk, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences Publ. House, 2005. 183 p.
  13. Kontorovich A.E., Danilova V.P., Kostyreva E.A., Livshits V.R. Neftematerinskie formatsii Zapadnoy Sibiri: staroe i novoe videnie problem [Oil source formations of Western Siberia: old and new vision of the problem]. *Organicheskaya geokhimiya nefteprodukovyashchikh tolshch Zapadnoy Sibiri. Materialy nauchnogo soveshchaniya* [Organic geochemistry of oil producing strata in Western Siberia. Scientific meeting Proc.]. Novosibirsk, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences Publ. House, 1999. pp. 10–12.
  14. Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonost mezozoyshkikh i paleozoyshkikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenesis of organic matter and oil-and-gas of the Mesozoic and Paleozoic deposits of the Western Siberian megabasin]. Novosibirsk, Institute of petroleum geology and geophysics Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences Publ. House, 2011. 331 p.
  15. Matusevich V.M., Popov V.K. Mikroelementy v podzemnykh vodakh – pokazateli neftegazonosnosti [Trace elements in groundwater as oil and gas indicators]. *Izvestiya VUZov. Neft i gaz*, 1978, no. 8, pp. 3–8.
  16. Nazarov A.D. *Neftegazovaya gidrogeokhimiya yugo-vostochnoy chasti Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii* [Oil and gas hydrogeochemistry of the south-eastern part of the West Siberian oil and gas province]. Moscow, Ideya-Press Publ., 2004. 288 p.
  17. Rozin A.A. *Podzemnye vody Zapadno-Sibirskogo artzianskogo basseyna i ikh formirovanie* [Groundwaters of the West Siberian artesian basin and their formation]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1977. 102 p.
  18. Subbota M.I., Kleymenov V.F., Stadnik E.V., Zorkin L.M., Yakovlev Yu.Ya. *Interpretatsiya rezultatov gidrogeologicheskikh issledovaniy pri poiskakh nefti i gaza* [Interpretation of the results of hydrogeological studies in prospecting for oil and gas.]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 221 p.
  19. Barry P.H., Kulongoski J.T., Landon M.K., Tyne R.L., Ballentine C.J. Tracing enhanced oil recovery signatures in casing gases from the Lost Hills oil field using noble gases. *Earth and Planetary Science Letters*, 2018, vol. 496, pp. 57–67.
  20. Egeberg P.K., Aagaard P. Origin and evolution of formation waters from oil fields on the Norwegian shelf. *Applied Geochemistry*, 1989, vol. 4, pp. 131–142.
  21. Evans P. Fluoride anomalies in aquifers of the Queensland sector of The Great Artesian Basin and their significance. *Geological Society of Australia Abstracts*, 1996, vol. 43, pp. 172–178.
  22. Hofmann H., Cartwright I. Using hydrochemistry to understand interaquifer mixing in the on-shore part of the Gippsland Basin, southeast Australia. *Applied Geochemistry*, 2013, vol. 33, pp. 84–103.
  23. Liang J., Zhang P., Chen J., Gong J., Yuan Y. Hydrocarbon preservation conditions in Mesozoic–Paleozoic marine strata in the South Yellow Sea Basin. *Natural Gas Industry*, 2017, vol. 4 (6), pp. 432–441.
  24. Liu F., Song X., Yang L., Zhang Y., Han D., Ma Y., Bu H., Identifying the origin and geochemical evolution of groundwater using hydrochemistry and stable isotopes in the Subei Lake basin, Ordos energy base, Northwestern China. *Hydrology and Earth System Sciences*, 2015, vol. 19, pp. 551–565.
  25. Matraj J.-M., Fontes J.-C. Origin of the oil-field brines in the Paris Basin. *Geology*, 1990, vol. 18, pp. 501–504.
  26. Moya C.E., Raiber M., Taulis M., Cox M.E. Using environmental isotopes and dissolved methane concentrations to constrain hydrochemical processes and inter-aquifer mixing in the Galilee and Eromanga Basins, Great Artesian Basin, Australia. *Journal of Hydrology*, 2016, vol. 539, pp. 304–318.
  27. Novikov D.A. Theoretical substantiation of application of the hydrocarbon accumulation prospecting technique in Western Siberia based on the study of water-gas equilibria. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. The Fifth All-Russian Conference with International Participation. Polar Mechanics*, 2018, vol. 193, pp. 012048–012048.
  28. Whittemore D.O. Fate and identification of oil-brine contamination in different hydrogeologic settings. *Applied Geochemistry*, 2007, vol. 22 (10), pp. 2099–2114.
  29. Yao Y., Liu D., Yan T. Geological and hydrogeological controls on the accumulation of coalbed methane in the Weibei field, southeastern Ordos Basin. *International Journal of Coal Geology*, 2014, vol. 121, pp. 148–159.
  30. Abrosimova O.O., Kulagin S.I. Revealing of traps of the non-anticlinal type of hydrocarbons in Upper-, Middle-Jurassic deposits (southeast part of Tomsk oblast). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2008, vol. 313, no. 1, pp. 51–53. In Rus.
  31. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaydeburva E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 747–779.
  32. Kalinin A.Yu., Kontorovich V.A., Kalinina L.M. Seismological criteria for the forecast of reservoirs and the oil and gas content of the Upper Jurassic in the south-east of Western Siberia. *Oil and Gas Geology*, 2018, no. 3, pp. 43–47. In Rus.
  33. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N., Surgurova O.G. Zoning of mega depressions of the Tomsk region according to the density of shale oil resources. *Oil and gas geology. Theory and practice*, 2016, vol. 11, no. 1, pp. 1–21. In Rus. Available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/1\\_2016.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/1_2016.pdf) (accessed 10 July 2019).
  34. Kontorovich V.A. The Meso-Cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 2009, vol. 50, no. 4, pp. 346–357.
  35. Sadykova Ya.V., Novikov D.A. Paleontological reconstructions of the Upper Jurassic sediments of the southern regions of the Ob-

- Irtysk interfluve. *The journal «Oil and Gas Studies»*, 2010, no. 1, pp. 18–25. In Rus.
36. Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, vol. 44 (5), pp. 780–786.
37. Novikov D.A., Ryzhkova S.V., Dultsev F.F., Chernykh A.V., Ses K.V., Efimtsev N.A., Shokhin A.E. Oil and gas hydrogeochemistry of pre-Jurassic complexes of the southern regions of the Ob-Irtysk interfluve. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 12, pp. 39–54.
38. Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin. *Russian Geology and Geophysics*, 2009, vol. 50, no. 11, pp. 917–929.
39. Kontorovich A.E., Ponomareva E.V., Burshteyn L.M., Glin-skikh V.N., Kim N.S., Kostyreva E.A., Pavlova M.A., Rodchenko A.P., Yan P.A. Distribution of organic matter in rocks of the Bazhenov horizon (West Siberia). *Russian Geology and Geophysics*, 2018, vol. 59, no. 3, pp. 285–298.
40. Ryzhkova S.V., Burshteyn L.M., Ershov S.V., Kazanekov V.A., Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Nekhaev A.Yu., Nikitenko B.L., Fomin M.A., Shurygin B.L., Bejzel A.L., Borisov E.V., Zolotova O.V., Kalinina L.M., Ponomareva E.V. The Bazhenov Horizon of West Siberia: structure, correlation, and thickness. *Russian Geology and Geophysics*, 2018, vol. 59, no. 7, pp. 846–863.

Received: 14 July 2019.

#### Information about the authors

**Yana V. Sadykova**, Cand. Sc., senior researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics Siberian Branch of Russian Academy of Sciences.

**Mikhail A. Fomin**, Cand. Sc., researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics Siberian Branch of Russian Academy of Sciences; senior lecturer, Novosibirsk State University.

**Svetlana V. Ryzhkova**, Cand. Sc., senior researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics Siberian Branch of Russian Academy of Sciences; senior lecturer, Novosibirsk State University.

**Dmitry A. Novikov**, Cand. Sc., head of the laboratory, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics Siberian Branch of Russian Academy of Sciences; assistant professor, Novosibirsk State University.

**Fedor F. Dultsev**, junior researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics Siberian Branch of Russian Academy of Sciences.

**Anatoliy V. Chernykh**, junior researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics Siberian Branch of Russian Academy of Sciences.

УДК 004.94: 622.32

## РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИННОМ САМООЧИЩАЮЩЕМСЯ ФИЛЬТРЕ

Третьяк Александр Александрович<sup>1</sup>,  
130504t@mail.ru

Кузнецова Алла Витальевна<sup>1</sup>,  
alvitkuz@yandex.ru

Швец Виталий Викторович<sup>1</sup>,  
motorsila@yandex.ru

<sup>1</sup> Южно-Российский государственный политехнический университет им. М.И. Платова,  
Россия, 346428, г. Новочеркасск, ул. Просвещения, 132.

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью создания оптимальных фильтров, конструкция и физические принципы которых обеспечивают замедление процессов коагуляции, снижение гидравлического сопротивления и длительный период эксплуатации.

**Цель:** разработать самоочищающийся фильтр оптимальной, с точки зрения гидродинамики, конструкции.

**Объект:** скважинный самоочищающийся фильтр, требующий улучшения гидродинамических характеристик течения жидкости за счет изменения конструкции перфорационных отверстий.

**Методы:** компьютерное моделирование гидродинамической задачи течения жидкости в скважинном самоочищающемся фильтре с использованием прикладного программного продукта SolidWorks.

**Результаты.** Описана предложенная авторами конструкция частицеудерживающего скважинного самоочищающегося фильтра, оснащенная системой вращающихся постоянных магнитов. Магнитное поле, создаваемое при вращении постоянных магнитов, обеспечивает существенное снижение процессов коагуляции. Дальнейшее совершенствование конструкции связано с понижением гидравлического сопротивления, препятствующего проникновению откачиваемой жидкости в полость фильтра. Приведена методика создания имитационной модели для решения внутренней гидродинамической задачи течения жидкости в скважинном самоочищающемся фильтре с использованием прикладного программного пакета SolidWorks. Моделирование предназначено для имитации прохождения текучей среды (воды) через цилиндрические отверстия в стенке фильтра в направлении снаружи внутрь. Исследованы гидродинамические эффекты и основные физические параметры, имеющие место в результате прохождения жидкости через цилиндрические перфорационные отверстия. Выполненное моделирование течения откачиваемой жидкости в скважинном самоочищающемся фильтре позволило установить оптимальную конструкцию сверления перфорационных отверстий в каркасе фильтра и оптимальную длину фильтра, равную 0,4 мощности пласта.

### Ключевые слова:

Самоочищающийся скважинный фильтр, гидродинамический анализ, гидродинамическое моделирование течения жидкости в скважинном фильтре, угол наклона перфорационных отверстий, программный пакет SolidWorks.

### Введение

В настоящее время разработано множество видов скважинных фильтров. Каждая конструкция имеет свои индивидуальные особенности, обладает рядом преимуществ и недостатков при эксплуатации в различных условиях, в которых будет работать фильтр. К наиболее важным условиям относятся: тип коллектора, его однородность и проницаемость, а также особенность фильтруемой жидкости (флюида). Кроме того, к дополнительным факторам, влияющим на конструктивные особенности фильтров, можно отнести: перепад давления, температуру, коррозионную среду, неустойчивость коллектора и т. д. Проектируемый фильтр должен обладать высокой пропускной способностью, задерживать частицы достаточно малого размера, быть несложным в эксплуатации, иметь большой ресурс работы и низкую себестоимость [1–3].

Через некоторый промежуток времени фильтры теряют свою пропускную способность,

т. е. коагулируются. Фильтры гидрогеологических скважин в большинстве своем коагулируются катионами солей жесткости кальциево-карбонатного класса, а фильтры нефтяных скважин – парафиносмолистыми веществами [4].

К традиционным способам улучшения качества фильтрующей жидкости (воды) относятся: 1) использование ионообменных смол, при котором ионы кальция и магния, растворенные в воде, замещаются ионами натрия, присутствующими в ионообменных смолах; 2) использование обратноосмотических мембранных установок, способных снизить содержание всех солей, растворенных в воде. Каждый из этих способов имеет свои недостатки, поэтому альтернативным способом борьбы с отложениями солей кальция и магния является магнитная обработка воды. Магнитная обработка инициирует выделение катионов солей жесткости в массу воды, а не на поверхности фильтра [5–8].

Требования, предъявляемые к фильтрам гидрогеологических скважин:



- 1) наличие необходимой механической прочности и устойчивости против химической, электрохимической коррозии и эрозионного воздействия воды;
- 2) максимальный пропуск воды при минимальных размерах каркаса фильтра;
- 3) обладание оптимальной скважностью, наличие минимальных гидравлических сопротивлений;
- 4) устойчивость к разрушению при механической, физической и химической очистке каркаса фильтра.

В зависимости от целевого назначения скважин все фильтры следует подразделить на три группы:

- а) фильтры водозаборных и водопонижительных скважин, рассчитанных на ограниченный срок эксплуатации (от нескольких дней до нескольких месяцев);
- б) фильтры разведочных и водопонижительных скважин, рассчитанных на неограниченный срок эксплуатации (10–15 лет и более);
- в) фильтры наблюдательных скважин, из которых водоотбор не производится.

Выбор типа фильтра определяется условиями его применения и, в первую очередь, характером

водосодержащих пород. На выбираемый тип и конструкцию скважин большое влияние оказывают: величина водоотбора, химический состав подземных вод, глубины скважины и т. п. [9, 10].

По конструктивному признаку фильтры можно разделить на две основные группы – с отверстиями, задерживающими частицы, и гравитационные. Каждая из этих групп, в свою очередь, имеет свои собственные классификации (рис. 1).

Частицы пород, проходящие через щели или отверстия частиц задерживающих фильтров, значительно сужают их эффективное сечение. Оседая на поверхности вблизи и внутри отверстий, отложения увеличивают гидравлическое сопротивление фильтра и способствуют ускорению химической закупорки. В гравитационных фильтрах эти явления проявляются в значительно меньшей степени. Однако именно первый класс фильтров получил наибольшее распространение. Фильтры с частиц задерживающими отверстиями конструктивно отличаются материалом, числом, размером и формой фильтрационных отверстий, конструкцией крепления фильтрующих элементов и т. д. В качестве труб используются обычно металлические обсадные трубы. Отверстия круглые или ще-



Рис. 1. Классификация фильтров буровых скважин

Fig. 1. Well-tube filters classification

левые. Размеры отверстий в каркасах подбирают из условия обеспечения максимальной скважности – не менее 25 % [11].

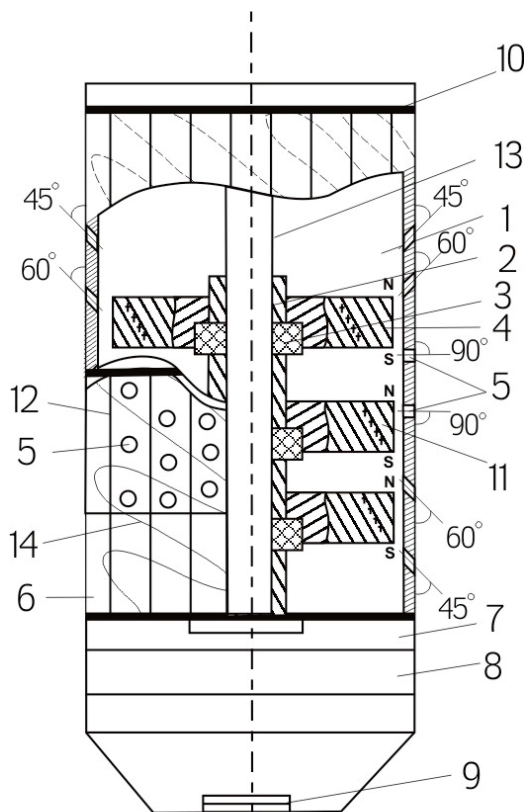


Рис. 2. Скважинный самоочищающийся фильтр: 1 – каркас; 2 – втулка; 3 – опора скольжения из материала типа «Маслянит»; 4 – кольцевые постоянные магниты; 5 – перфорационные отверстия каркаса; 6 – фильтровая рубашка в виде автономных секций; 7 – нижний соединительный элемент – переводник; 8 – отстойник; 9 – промывочный клапан; 10 – верхний соединительный элемент – левый переводник; 11 – наклонные ребра постоянных магнитов; 12 – прокладочные элементы в виде опорных стержней; 13 – несущий стержень; 14 – внутренний слой фильтровой рубашки

Fig. 2. Well-tube self-cleaning filter: 1 is the frame; 2 is the sleeve; 3 is the sliding bearing of the «Maslyanit» type material; 4 are the ring permanent magnets; 5 are the perforation holes of the frame; 6 is the filter shirt in the form of autonomous sections; 7 is the lower connecting element – sub; 8 is the sump; 9 is the flush valve; 10 is the top connecting element – left-right sub; 11 are the inclined edges of permanent magnets; 12 are the gasket elements in the form of support rods; 13 is the bearing rod; 14 is the inner layer of the filter jacket

Проектирование фильтра оптимальной конструкции, подходящей к конкретным геологическим условиям скважины, и обеспечивающего длительное время эксплуатации представляет собой сложную техническую задачу. Это, прежде всего, повышение качества фильтрации механических примесей, а также предотвращение закупорки фильтрующих элементов при исключении кольматации в процессе эксплуатации. Для решения этой задачи авторами предложен скважинный

самоочищающийся фильтр, где поставленная задача достигается за счет введения в конструкцию системы постоянных магнитов [12]. На рис. 2 представлен общий вид самоочищающегося фильтра. На рис. 3 показано формирование силы  $F$  восходящего потока жидкости. На рис. 4 показан крутящий момент, поворачивающий ребристый магнит.

Кольцевые постоянные магниты с наклонными ребрами насажены на распорную втулку и опору скольжения, размещенные на несущем стержне. Расстояние между кольцевыми постоянными магнитами пропорционально коэрцитивной силе и напряженности магнитного поля. Все элементы фильтра выполнены из немагнитных материалов: фильтровые трубы – из сплавов алюминия, бронзы, латуни, полиэтилена или пропилена; обмотки – из капронового или нейлонового шнура; внешний фильтрующий элемент – из синтетической тканевой сетки или капронового шнура. Оси симметрии перфорационных отверстий в каркасе фильтра образуют с осью вертикально установленного фильтра углы, изменяющиеся от  $45^\circ$  до  $90^\circ$  в нижней части и зеркально от  $90^\circ$  до  $45^\circ$  верхней части фильтра. За счёт этого имеет место снижение гидростатического сопротивления потока жидкости.

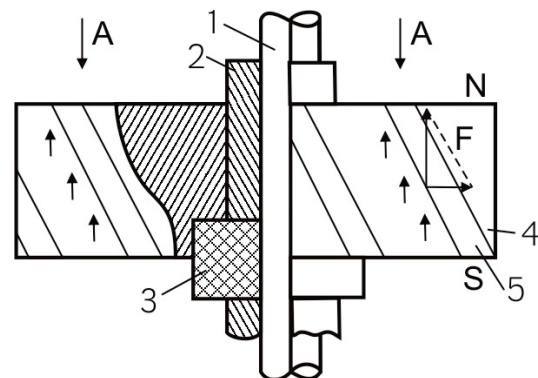


Рис. 3. Формирование силы  $F$  восходящего потока жидкости

Fig. 3. Upward flow force  $F$  development

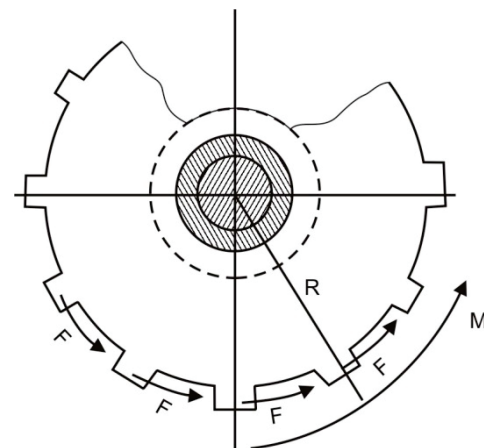


Рис. 4. Крутящий момент, поворачивающий ребристый магнит

Fig. 4. Torque turning rifled magnet

При работе насоса жидкость, проходя через перфорационные отверстия в каркасе фильтра, омагничивается вращающимися кольцевыми постоянными магнитами. При этом имеет место пересечение водой магнитных силовых линий. Магнитное поле поляризует молекулы катионов солей жесткости, содержащиеся в воде, расщепляет их на положительно заряженные ионы. Ионы образуют более пористое по сравнению с кальцитом соединение – арагонит, который легко разрушается и вымывается из внутреннего объема фильтра вместе с потоком жидкости.

Количество перемагничиваний воды соответствует числу магнитов, смонтированных внутри фильтра. Медленно вращающееся постоянное знакопеременное магнитное поле создает дополнительное воздействие на откачиваемую жидкость и усиливает её омагничивание, а значит, ещё сильнее препятствует отложению солей на отверстиях фильтра.

Однако у данной модели, как и у ее аналогов, существует конструктивный недостаток, связанный с недостаточно полным использованием мощности насоса ЭЦВ-6-10-80. Производительность системы «насос–фильтр» в процессе работы снижается до 10 % от расчетной. Это связано с необходимостью дополнительных энергетических затрат на преодоление сил сопротивления всасыванию жидкости через фильтр во внутреннюю полость фильтра через отверстия, расположенные по всей площади поверхности. Соответственно, величина потеря мощности насоса (или уменьшение объемов отфильтрованной жидкости) на преодоление сил сопротивления всасыванию определяет гидродинамическую эффективность фильтрующей системы в целом. То есть было установлено, что угол перфорационных отверстий влияет на производительность скважины в целом.

#### О методике гидродинамического моделирования

С целью проверки этой версии нами было выполнено компьютерное моделирование гидродинамической задачи течения жидкости в скважинном самоочищающемся фильтре с использованием прикладного программного продукта SolidWorks. Результаты этой работы представлены ниже. Из зависимости

$$Q = v \frac{\pi D^4}{4}, \quad (1)$$

где  $Q$  – расход, а  $v$  – средняя скорость течения потока в отверстии круглого сечения диаметром  $D$ , можно определить основные пути повышения гидродинамической эффективности скважинного фильтра и установить, что:

- 1) при увеличении диаметра на 10 % при скорости потока 0,01 м/с расход увеличивается на 18 %; предлагаемое решение затруднено ввиду технологических ограничений из-за снижения прочности конструкции и уменьшения общей надежности фильтра;

- 2) увеличение производительности фильтрующей системы за счёт увеличения скорости потока жидкости через отверстия, согласно (1), справедливо только для идеальной системы, в которой поток движется перпендикулярно плоскости отверстия и вдоль направления всасывания (рис. 5).

В реальных условиях гидродинамическая эффективность фильтра во многом определяется углом наклона оси всасывания жидкости  $\alpha$  и углом наклона оси отверстия  $\beta$  относительно направления потока всасывания жидкости (рис. 6). При этом отклонение угла  $\beta$  от угла  $\alpha$  будет изменять эффективный диаметр отверстия  $D_{\text{эфф}}$  относительно реального диаметра  $D_{\text{реал}}$ , как показано на рис. 7. Под эффективным диаметром здесь понимается условный, не имеющий реальных границ диаметр цилиндрического объема в области реального отверстия, в котором скорость движения частиц жидкости максимальна. При условии, что мощность насоса (или объём отфильтрованной жидкости) постоянна  $Q = \text{const}$ , отверстие будет идеальным с точки зрения гидродинамики в том случае, если эффективный диаметр отверстий будет стремиться к реальному ( $D_{\text{эфф}} \rightarrow D_{\text{реал}}$ ), что может быть достигнуто при максимальном уменьшении угла наклона отверстия относительно оси всасывания насоса. Тогда, как следует из зависимости (1), скорость движения потока жидкости через отверстие будет снижаться, этот показатель и будет критерием гидродинамической эффективности конструкции фильтра. Но, поскольку поток всасывания жидкости имеет вертикальное направление, наименьшие потери, связанные с преодолением сил сопротивления всасыванию потока через отверстия, могут быть получены за счёт изменения угла наклона оси отверстия  $\beta$ .

Проверка этого предположения может быть осуществлена на основе гидродинамического моделирования. Поскольку фильтр имеет значительное число отверстий, критерием эффективности может служить средняя скорость потока во всех отверстиях фильтра или, для уменьшения расчетного времени, средняя скорость во всех отверстиях одного ряда на всю глубину фильтра.

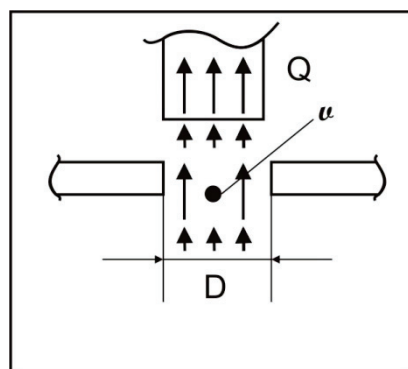


Рис. 5. Движение частиц идеального потока

Fig. 5. Ideal flux bits moving

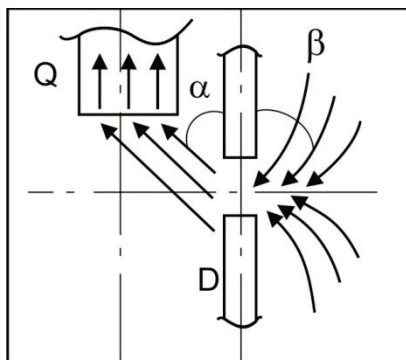


Рис. 6. Движение частиц реального потока

Fig. 6. Real flux bits moving

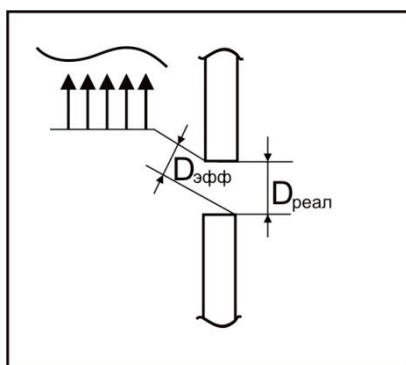


Рис. 7. Соотношение диаметров  $D_{эфф}$  и  $D_{реал}$

Fig. 7  $D_{eff}$  and  $D_{real}$  diameters ratio

Наиболее распространённой задачей, с которой сталкиваются при исследовании фильтрующих систем, является внутренняя гидродинамическая задача – исследование процесса всасывания жидкости, окружённой твёрдыми стенками, в трубах и цилиндрических аппаратах. Частным случаем внутренней гидродинамической задачи является задача изучения эффектов, возникающих при протекании жидкости через перфорационные поверхности твердотельных полых элементов [13–15].

Компьютерное моделирование фильтрующих систем посредством современных универсальных программных систем конечно-элементного анализа, к которым относятся ANSYS, SolidWorks, Nastran, Open FOAM и др., может быть выполнено с различной степенью детализации. В системах имеются богатые библиотеки, содержащие большое количество уже готовых стандартных деталей и конструкций, оборудование, соединительные элементы. Эти средства используют различные подходы к моделированию и обладают различным инструментарием – удобным или неудобным – при решении той или иной задачи. Большинство из указанных систем совместимы между собой на уровне проектирования моделей напрямую или путём использования нейтральных форматов (iges, parasolid). Возможен экспорт твердотельных моделей, созданных в других системах проектирования, например КОМПАС-3D, AutoCAD и т. д. Однако изменение и модификация таких экспортиро-

ванных объектов при длительном процессе, связанном с внесением изменений в конструкцию модели, может вызвать дополнительные сложности.

Основной проблемой при моделировании течения в фильтрах является радикальное различие масштабов: диаметры отверстий составляют миллиметры (15–20), при том, что габариты колонны измеряются метрами и число протяженных по периметру цилиндра отверстий составляет несколько сотен. То есть модель фильтра представляет собой структурно-неоднородную твёрдотельную среду, образованную периодическими объектами. Для фильтров подобной структуры рациональным является макро моделирование (моделирование на макроуровне) с учетом основных конструктивных особенностей, с постепенным введением в модель менее значимых элементов. Так, на начальных этапах моделирования можно пренебречь наличием металлической сетки, препятствующей попаданию мелких частиц в перфорационные отверстия, заменив её шероховатостью поверхности и/или наличием достаточно высокого поверхностного сопротивления. С другой стороны, последующее микро моделирование (моделирование на микроуровне) с использованием одного отверстия или ряда отверстий в поперечном сечении позволит довести конструкцию отверстия до совершенства при незначительном росте ресурсов – времени и вычислительных мощностей.

В работе в качестве средства моделирования использовался встроенный модуль для моделирования течения жидкостей и газов Flow Simulation, входящий в состав системы прикладного моделирования SolidWorks. Flow Simulation позволяет выполнять расчёт потоков жидкости и газа внутри и снаружи твердотельных деталей и конструкций, реализованных в форме SolidWorks-модели [16–19]. Движение потоков жидкостей и газов описывается уравнением Навье–Стокса, которое интерпретирует законы сохранения массы, импульса и энергии для указанных веществ [20]. Дополнительно в уравнения включены элементы, описывающие состояние жидкости; элементы, описывающие геометрию потока, его граничные и начальные условия:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho u_i) &= 0; \\ \frac{\partial \rho u_i}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho u_i u_j) + \frac{\partial \rho}{\partial x_i} &= \\ = \frac{\partial}{\partial x_j}(\tau_{ij} + \tau_{ij}^R) + S_i, i = 1, 2, 3; \\ \frac{\partial \rho H}{\partial t} + \frac{\partial \rho u_i H}{\partial x_i} &= \frac{\partial}{\partial x_i}(u_j(\tau_{ij} + \tau_{ij}^R) + q_i) + \\ + \frac{\partial \rho}{\partial t} - \tau_{ij}^R \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \rho \varepsilon + S_i u_i + Q_H; \\ H &= h + \frac{u^2}{2}, \end{aligned} \quad (2)$$

где  $u$  – скорость жидкости;  $\rho$  – плотность жидкости;  $S_i$  – внешние массовые силы, действующие на единицу массы текущей среды:

$$S_i = S_i^{porous} + S_i^{gravity} + S_i^{rotation}; \quad (3)$$

$S_i^{porous}$  – сопротивление пористого тела;  $S_i^{gravity}$  – сила гравитации;  $S_i^{rotation}$  – центробежная сила;  $h$  – энталпия;  $Q_H$  – источник тепла или тепло в единице объёма;  $\tau_{ik}$  – тензор вязких сдвиговых напряжений;  $q_i$  – тепловой поток за счёт диффузии. Нижние индексы  $i, j$  отвечают проекциям на координатные ветви [13].

Использование Flow Simulation позволяет исследовать широкий диапазон гидродинамических явлений и процессов, возникающих внутри и снаружи скважинных фильтров, работающих в аномальных условиях.

Общий план решения гидродинамической задачи исследования потоков жидкости через скважинный фильтр с помощью Flow Simulation представляет собой итерационный процесс, включающий следующие этапы:

- 1) создание твердотельной модели фильтра в SolidWorks;
- 2) создание проекта для проведения гидродинамического моделирования;
- 3) выбор граничных условий моделирования;
- 4) выбор цели проекта;
- 5) запуск процесса моделирования и проведения расчёта целей;
- 6) просмотр и анализ результатов, определение точности полученного решения, сравнение с результатами предшествующего моделирования; внесение изменений в конструкцию фильтра, граничные условия и цели моделирования;
- 7) возврат к п. 2.

С целью проверки гипотезы, было проведено моделирование работы скважинного перфорационного фильтра с насосом и при следующих допущениях:

- 1) внешняя среда – скважина – представлена цилиндрическим сосудом произвольного диаметра, заполненным жидкостью – водой, в которую полностью погружено моделируемое устройство;
- 2) в конструкции фильтра учтена базовая конфигурация, существенно влияющая на гидродинамическую обстановку; сетка, покрывающая фильтр, отсутствует; вращение элементов конструкции отсутствует;
- 3) засорение отверстий отсутствует, т. е. форма отверстия идеальная, диаметр отверстий неизменный;
- 4) наличие примесей – частиц размерами менее 1 мкм – не учитывается;
- 5) величина шероховатости стенок фильтра и отверстий нулевая (0 мкм).

Определены граничные и начальные условия моделирования, используемые при решении уравнений (2, 3):

- 1) давление жидкости на стенки фильтра вдоль всей его длины является постоянной величиной на протяжении всего процесса моделирования;
  - 2) температура прокачиваемой жидкости при движении в полости фильтра не изменяется;
  - 3) явления теплопроводности, теплопередачи излучением между стенками фильтра и прокачиваемой жидкостью не учитываются;
  - 4) мощность насоса неизменна и составляет  $10 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;
  - 5) давление жидкости составляет  $101325 \text{ Па}$  ( $760 \text{ мм рт.ст.}$ );
  - 6) температура прокачиваемой жидкости составляет  $293,2 \text{ К}$  ( $20 \text{ }^\circ\text{C}$ );
- Примечание. Указанные параметры давления и температуры соответствуют стандартным значениям для скважин, глубина которых не превышает  $100 \text{ м}$ .
- 7) шероховатость стенок фильтра и перфорационных отверстий – реальная стенка, сталь марки 3, оказывающая сопротивление трения потоку всасываемой жидкости.
  - 8) производительность насоса определяется его заданной мощностью и составляет  $0,0833 \text{ м}^3/\text{с}$  ( $10 \text{ м}^3/\text{ч}$ ).

На первом этапе создана твердотельная оболочка, поверхность которой обтекает жидкость, проникая через отверстия и попадая внутрь (рис. 8). Создание твердотельной модели осуществлялось на основе операций, производимых над плоскостными эскизами, непосредственно в SolidWorks, поскольку это дало возможность производить необходимые изменения над твердотельной конструкцией модели на более поздних этапах моделирования в пределах самой программы. Конструкция фильтра представлена стальным цилиндрическим резервуаром длиной  $h_\phi = 10 \text{ м}$ , диаметром  $d_\phi = 168 \text{ мм}$ , толщиной стенки  $w_\phi = 8 \text{ мм}$ . Перфорационные отверстия диаметром  $d_{отв} = 20 \text{ мм}$  расположены в шахматном порядке на расстоянии  $l_{отв} = 70 \text{ мм}$  от центров по горизонтали и вертикали. Общая площадь фильтра  $S_\phi$ , контактирующего с внешней средой, составила:

$$S_\phi = 2\pi r_\phi h_\phi \approx 2 \cdot 3,14 \cdot (168/2) \cdot 10000 \approx 5275200 \text{ мм}^2 \approx 5,27 \text{ м}^2.$$

Число отверстий в одном ряду

$$n_{отв/ряд} = [2\pi r_\phi / l_{отв}] \approx 2 \cdot 3,14 \cdot (168/2) / 70 \approx 8 \text{ шт.}$$

Число рядов отверстий

$$n_{отв} = [n_{отв/ряд} \cdot l_{отв}] - 10000 / 70 \approx 142 \text{ шт.}$$

Полное число отверстий фильтра

$$n_{отв} = n_{отв/ряд} \cdot n_{ряд} = 142 \cdot 8 = 1136 \text{ шт.}$$

Общая площадь отверстий  $S_{отв}$ , контактирующих с внешней средой:

$$S_{отв} = 2\pi r_{отв} \cdot n_{отв} = 2 \cdot 3,14 \cdot (20/2)^2 \cdot 1136 \approx 713408 \text{ мм}^2 \approx 0,71 \text{ м}^2.$$

Соотношение площади отверстий к площади фильтра:

$$S_{отв} / S_\phi = 0,71 / 5,27 = 0,13 \text{ \%}.$$

Угол наклона отверстий составляет  $90^\circ$ .

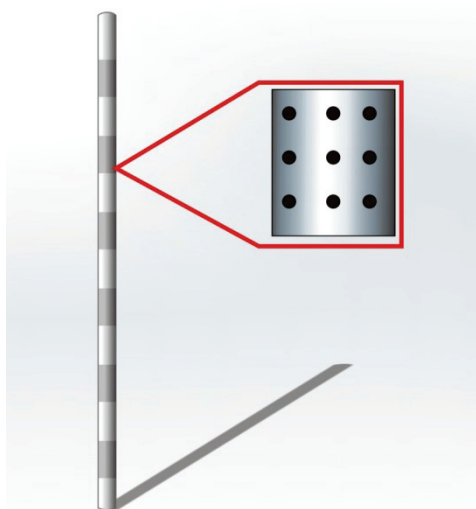


Рис. 8. Эскиз модели фильтра длиной 10 м

Fig. 8. 10 meters-long filter model's sketch

Создание проекта исследования

При создании проекта исследования модели фильтра использовались стандартные настройки:

- система единиц измерения – Си (SI);
- учёт гравитационного эффекта ( $g=9,8 \text{ м/с}^2$ );
- отключение закрытых полостей, не заполняемых жидкостью (исключение пустот);
- задача понимается как переходная (Time-dependent);
- жидкость, течение которой будет рассчитываться в проекте, – вода;
- размеры расчётной 3D-области:  $\pm 0,5 \text{ м}$  по координатам  $x$  и  $z$ ,  $+11 \text{ м}$  по координате  $y_{\text{верх}}$ ,  $0 \text{ м}$  по координате  $y_{\text{низ}}$ ;
- начальные параметры потока:  $V_x, V_y, V_z=0 \text{ м/с}$ ;
- термодинамические параметры потока: давление –  $101325 \text{ Па}$ , температура –  $293,2 \text{ К}$ ;
- течение ламинарное и турбулентное без учёта кавитации; характеристики турбулентности:  $I_t - 0,1 \%$ ,  $L_t - 0,00168 \text{ м}$ ;  $k - 1 \text{ Дж/кг}$ ,  $\varepsilon - 0,1 \text{ Вт/кг}$ ;

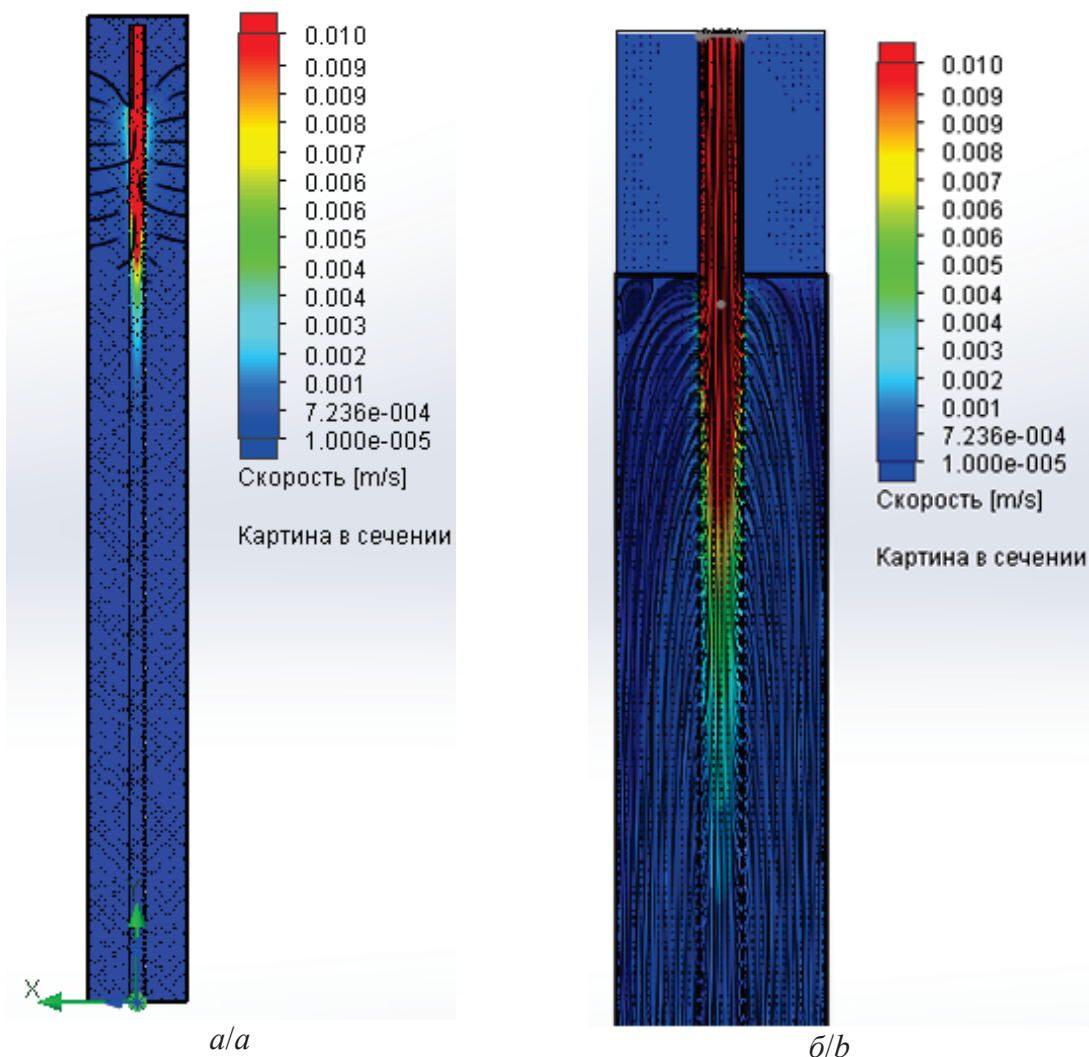


Рис. 9. Движение потока частиц в фильтре длиной 10 м: а) полная модель, б) верхняя часть активной части фильтра

Fig. 9. Particle flux moving in the 10-meter-long filter: a) full model, b) top of the filter active part

- поток жидкости одномерный, направленный вдоль оси  $z$ ;
- отсутствие кавитации.

Задание целей

На этапе задания целей указаны гидродинамические параметры, определение которых является основной задачей моделирования. Эти параметры являются критериями сходимости решения гидродинамической задачи и определяют завершение расчёта проекта. В качестве целей назначены минимальная, средняя и максимальная скорость и давление по всей длине фильтра, характер траектории движения частиц жидкости.

Результаты моделирования

В результате моделирования были исследованы:

- 1) траектории движения частиц жидкости через отверстия цилиндрической стенки вдоль всей его длины;
- 2) изменения скорости и давления жидкости внутри фильтра вдоль всей его длины.

Распределение скоростей и траекторий движения частиц жидкости снаружи и внутри фильтра представлено на рис. 9.

Активная часть десятиметрового фильтра, всасывающая жидкость, не превышает 50 % его длины и составляет около 4 м (рис. 9, а). Движение жидкости внутри и вдоль активной части фильтра представлено на рис. 9, б. Характер потока ламинарный. Нижняя и средняя части фильтра заполнены жидкостью при его первоначальном опускании в скважину. Скорость движения потока частиц жидкости во внутренней зоне фильтра в его верхней части составляет 10 мм/с. На глубине более 4 м скорость потока падает до 0,1 мм/с. Ниже 4 м всасывания жидкости не происходит из-за ограниченной мощности насоса и чрезмерно длинной конструкции фильтра. В целом скорости течения низкие, поэтому поток движения жидкости ламинарный.

Последующее моделирование с целью уменьшения расчетного времени проводилось только для верхней активной зоны, составляющей 4 м. При этом площадь фильтра составляет 2,11 м<sup>2</sup>. Число рядов перфорационных отверстий  $n_{\text{ряд}}$  новой конструкции фильтра равно 55, общее число отверстий – 440. Общая площадь отверстий,  $S_{\text{отв}}$ , контактирующих с внешней средой, равна 0,28 м<sup>2</sup>. Соотношение площади отверстий к площади фильтра:

$$S_{\text{отв}}/S_{\text{ф}} \approx 0,24/2,11 \approx 0,11 \%$$

Характер движения частиц, распределение скоростей потоков и давлений внутри фильтра длиной 4 м представлены на рис. 10. Видно, что новая модель имеет лучшие гидродинамические характеристики: наибольшее всасывание происходит по-прежнему в верхней части фильтра, но длина рабочей зоны увеличилась.

Последующее увеличение длины рабочей зоны и потока всасывания можно получить на основе изменения угла наклона перфорационных отвер-

стий. С этой целью была проведена серия экспериментов с видоизменёнными моделями. Изменения касались формы отверстий. При просверливании отверстия под углом увеличивается площадь элементарной поверхности всасывания, поскольку форма отверстия изменяется с окружности на овал. Само отверстие, ориентированное в направлении потока всасывания, способствует наилучшему протеканию жидкости.

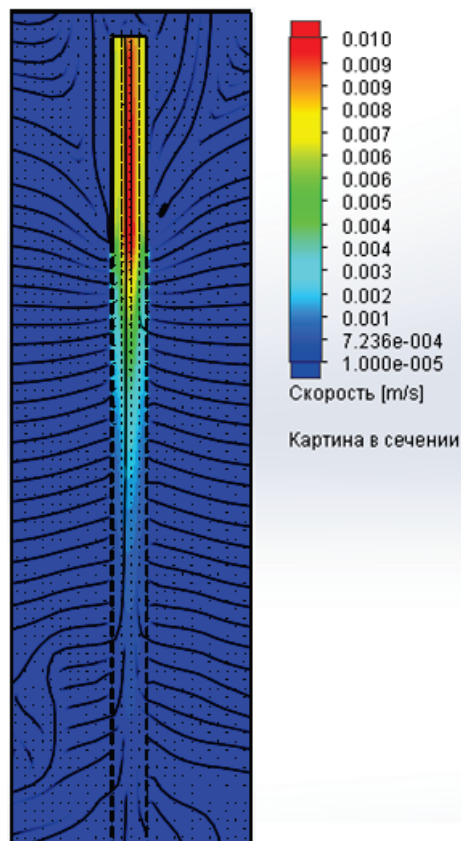


Рис. 10. Распределение скоростей в активной части фильтра длиной 4 м

Fig. 10. Speed distribution in the active part of the 4-meter-long filter

На основе базовой модели фильтра эффективной длины 4 м, отверстия которой расположены под углом 90°, были созданы следующие конструктивные модификации. Первую группу составляют модели, общее число рядов отверстий которых пропорционально делится на три равных части. Группы отверстий верхней и нижней части фильтра имеют определенные углы наклона относительно вертикальной оси фильтра, отличные от 90°: {30°, 40°, 60°, 150° (-30°), 140° (-40°), 120° (-60°)}. Центральная группа отверстий перпендикулярна оси, т. е. отверстия просверлены под углом 90°. Вторая группа моделей имеет один и тот же угол наклона отверстий вдоль всей длины фильтра {30°, 40°, 60°}. Отдельная модификация фильтра представлена семью группами отверстий, просверленных под углами {30°, 40°, 60°, 90°, 120°, 140°, 150°}. На рис. 11 отображены потоки и скорости всасывания отдельных модифицированных моделей.

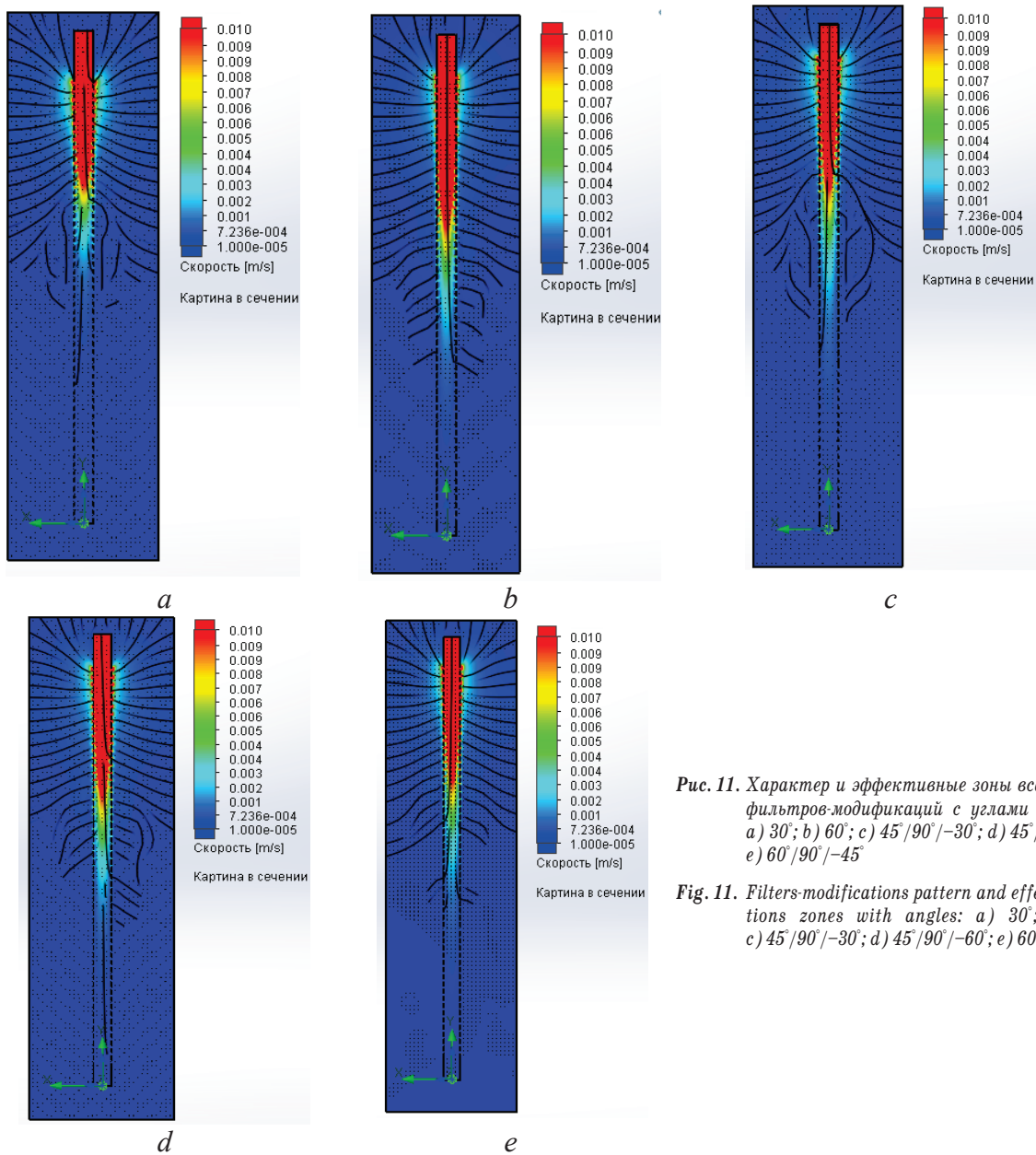


Рис. 11. Характер и эффективные зоны всасывания фильтров-модификаций с углами наклона: а) 30°; б) 60°; с) 45°/90°/-30°; д) 45°/90°/-60°; е) 60°/90°/-45°

Fig. 11. Filters-modifications pattern and effective suction zones with angles: a) 30°; b) 60°; c) 45°/90°/-30°; d) 45°/90°/-60°; e) 60°/90°/-45°

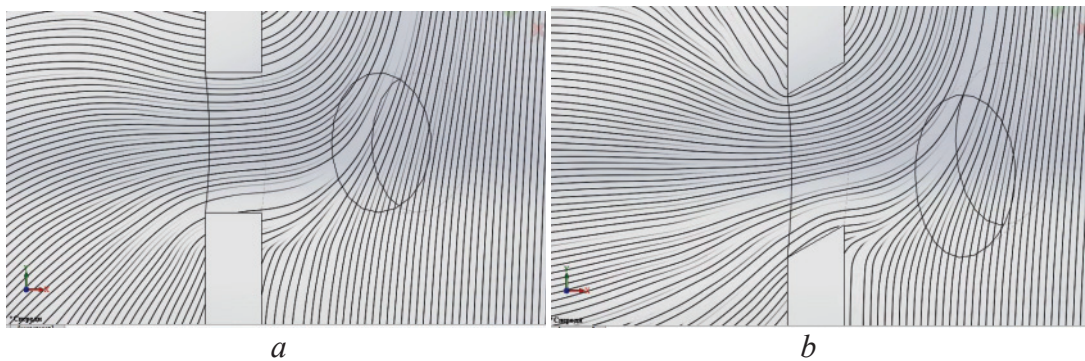


Рис. 12. Движение жидкости через отверстия с разными углами наклона: а) 90°; б) 40°

Fig. 12. Fluid moving through the holes with different angles of slope: a) 90°; b) 40°



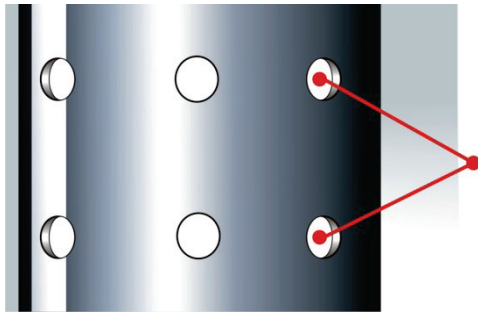


Рис. 13. Выбор локальных точек моделирования

Fig. 13. Choice of modeling points

Анализ модифицированных моделей показал, что наилучшими из них являются модели с однонаправленными перфорационными отверстиями – модели с углами 30, 40 и 60 градусов по ходу потока всасывания. На рис. 12 (а, б) показаны траектории потоков частиц жидкости через отверстия с разными углами наклона. Наилучшее движение частиц и высокие скорости наблюдаются через отверстия, ориентированные в направлении потока всасывания. Наибольший интерес для исследования представляют скорости движения потоков водных частиц в перфорационных отверстиях. С этой целью в проект моделирования добавлены точки, соответствующие геометрическим центрам отверстий с внутренней поверхности стенки фильтра вдоль всей его длины (рис. 13). В качестве целей моделирования заданы средние значения скоростей и давлений в указанных точках. Граничные

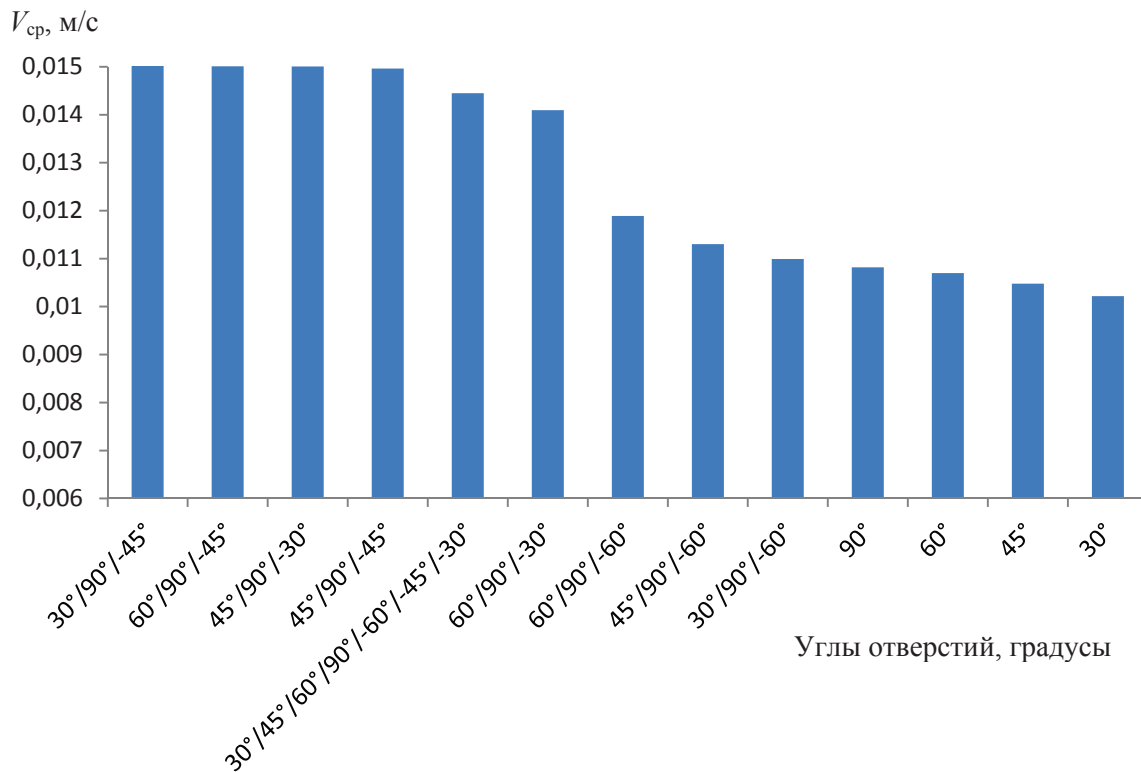


Рис. 14. Гистограмма распределения средних скоростей потока жидкости в центрах отверстий моделей фильтра

Fig. 14. Histogram of distribution of fluid flow average velocity in holes centres of filter models

условия моделирования оставлены прежними. Значения средних скоростей потока для каждой модификации представлены в таблице, гистограмма распределения скоростей различных модификаций фильтра эффективной длины представлена на рис. 14. Эпюры скоростей с траекториями движения частиц жидкости при некоторых углах наклона отверстий представлены на рис. 15, а–е.

Таблица. Средние скорости потока жидкости в центрах отверстий

Table. Average flow rates at the holes centers

Модификации модели по величине углов наклона отверстий Model modifications according to the angle of the holes	Средняя скорость потока жидкости в центрах отверстий, м/с Average flow rate at the centers of the holes, m/s
90 (базовая модель) (base model)	0,010819
30/90/-40	0,015025
60/90/-40	0,015009
40/90/-30	0,015006
40/90/-40	0,014963
60/90/-30	0,014096
60/90/-60	0,011889
40/90/-60	0,011303
30/90/-60	0,010993
60	0,010700
40	0,010478
30	0,010218
30/40/60/90/-60/-40/-30	0,014451

Анализ результатов второго этапа моделирования показал, что для фильтра длиной 4 м и насоса мощностью 10 м<sup>3</sup>/ч:

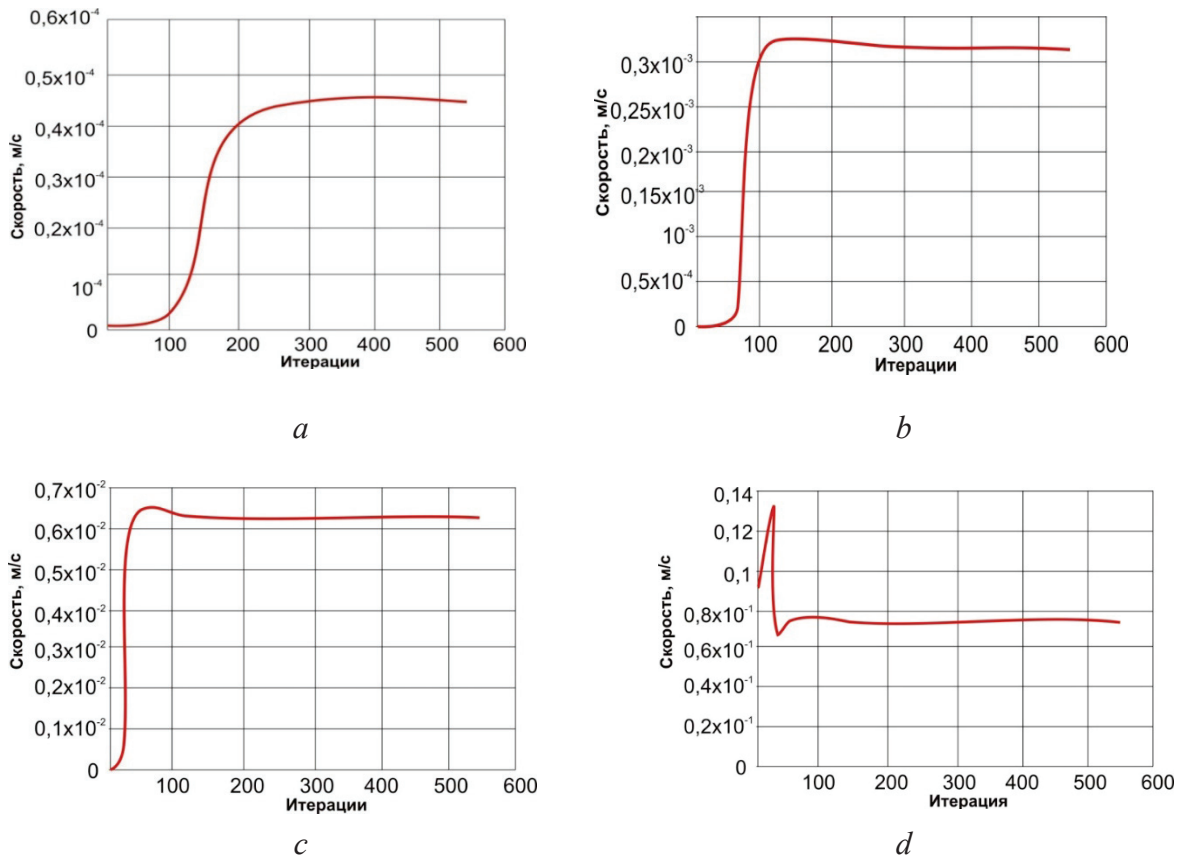


Рис. 15. Эпюры скоростей движения частиц в центрах отверстий с номерами: а) 55; б) 35; в) 20; д) 1

Fig. 15. Plots of particle velocities in hole centers with numbers: a) 55; b) 35; c) 20; d) 1

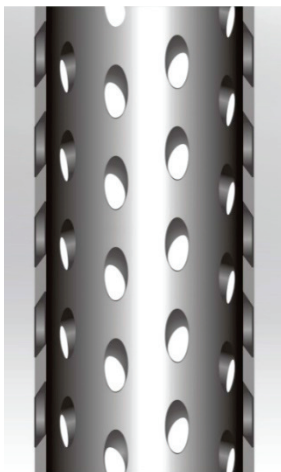


Рис. 16. Фрагмент фильтра с оптимальным углом наклона перфорационного отверстия

Fig. 16. Fragment of the filter with the optimal-canted punched holes

- 1) отверстия под углом  $90^\circ$  неэффективны;
- 2) угол наклона отверстий в нижней части модели (ниже 2 м) не влияет на эффективность всасывания;
- 3) предположение о максимальной эффективности конструкции  $\{30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 90^\circ, 120^\circ, 140^\circ, 150^\circ\}$  с точки зрения гидродинамики не оправдалось;

4) наиболее эффективными оказались модели с одинаковыми углами наклона отверстий  $\beta$ , максимально близкими по величине к углу  $\alpha$  (рис. 16).

После проведенного моделирования была изменена конструкция предложенного фильтра. Новая конструкция (рис. 17) имеет длину 0,5 мощности пласта и, следовательно, 0,5 первоначальной длины фильтра. Угол наклона перфорационных отверстий меняется равномерно от  $30^\circ$  в верхней части фильтра до  $40^\circ$  в его нижней части [21].

#### Заключение

1. Полученные в результате расчёта данные не противоречат теоретическим представлениям о поведении жидкостей при их движении в ограниченных пространствах и при наличии перфорационных отверстий, в частности.
2. Создание вращающегося магнитного поля, пронизывающего откачиваемую жидкость, обеспечивает существенное снижение процессов коагуляции за счет образования легко разрушаемых полиморфных модификаций карбоната кальция, вымывающихся из полости фильтра вместе с потоком жидкости. Последующее совершенствование предложенной конструкции фильтра связано со снижением гидравлического сопротивления, обусловленного деформацией потока всасываемой жидкости в отверстиях фильтра.

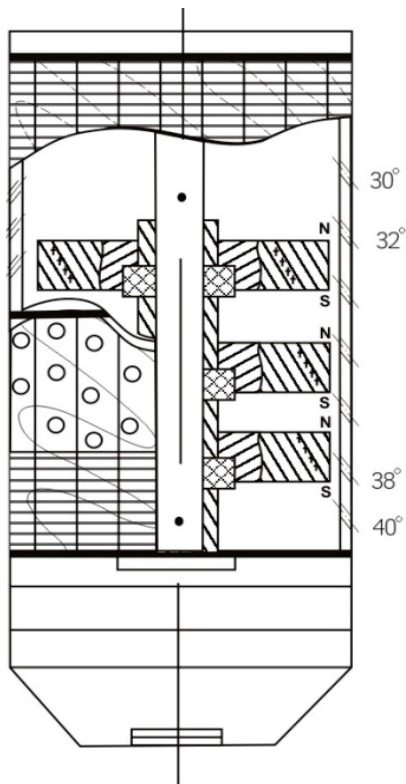


Рис. 17. Новая конструкция скважинного самоочищающегося фильтра

Fig. 17. New structure of the well-tube self-cleaning filter

3. Проведенный анализ различных конструкций фильтра методом компьютерного гидродинамического моделирования позволил выявить наиболее эффективную, с точки зрения угла сверления перфорационных отверстий, модель скважинного фильтра, имеющую длину 4 м и угол наклона в диапазоне  $30^{\circ}$ – $40^{\circ}$ .
4. Углы наклона отверстий  $\alpha$  в рабочей области фильтра должны составлять не более  $30^{\circ}$  от оси фильтра, при этом большее уменьшение угла недопустимо ввиду технологических ограничений, а именно, из-за снижения прочности конструкции и уменьшения общей надежности.
5. С точки зрения гидродинамики, диаметр отверстий  $D_{\text{расч}}$  рекомендуется увеличить, если это позволяют технологические условия.
6. Отверстия по всей длине фильтра рекомендуется сверлить в шахматном порядке, что позволит более равномерно всасывать и перемещать поток жидкости, упорядочить внутреннее течение и перемещать жидкость ламинарными слоями.
7. Моделирование конструкции с оптимальным углом расположения перфорационных отверстий позволило оценить гидродинамические характеристики устройств с поверхностным типом фильтрации на стадии проектирования, что позволяет снизить долю затрат на проектирование окончательной конструкции фильтра в его общей стоимости.
8. Анализ результатов второго этапа моделирования показал, что для фильтра длиной 4 м и насоса производительностью  $10 \text{ м}^3/\text{ч}$ :
  - отверстия под углом  $90$  градусов неэффективны;
  - угол наклона отверстий в нижней части модели (ниже 4 м) не влияет на эффективность всасывания;
  - предположение о максимальной эффективности конструкции  $\{30^{\circ}, 45^{\circ}, 60^{\circ}, 90^{\circ}, 120^{\circ}, 140^{\circ}, 150^{\circ}\}$  с точки зрения гидродинамики не оправдалось;
  - наиболее эффективными оказались модели с одинаковыми углами наклона отверстий  $\beta$ , максимально близкими по величине к углу  $\alpha$ , то есть в интервале  $30$ – $40$  градусов.
9. В результате моделирования процесса течения жидкости в скважинном самоочищающемся фильтре с помощью средств программного комплекса SolidWorks нам удалось решить задачу оптимальной конструкции перфорационных отверстий каркаса фильтра, что позволило уменьшить длину фильтровой колонны до  $50\%$  при неизменном удельном дебите и получить существенный экономический эффект.
10. Выполненное моделирование течения откачиваемой жидкости в скважинном самоочищающемся фильтре с использованием пакета моделирования SolidWorks позволило:
  - установить оптимальные углы сверления перфорационных отверстий в каркасе фильтра ( $30^{\circ}$ – $40^{\circ}$ ) в направлении течения жидкости;
  - установить, что оптимальной является скважность фильтра, равная  $25\%$ ;
  - установить эффективную длину фильтра, которая составляет  $0,4$  мощности водоносного пласта от исходной длины фильтра ( $10$  м);
  - добиться существенной экономии длины фильтровой колонны;
  - добиться уменьшения стоимости гидрогеологической скважины в целом;
  - установить, что при средней мощности водоносного горизонта, равной  $10$  м, фильтр длиной  $4$  м следует устанавливать в нижней части водоносного пласта;
  - отверстия по всей длине фильтра рекомендуется сверлить в шахматном порядке, что позволит насосу равномерно всасывать и перемещать поток жидкости ламинарными слоями.
11. Выполненное моделирование течения откачиваемой жидкости в скважинном самоочищающемся фильтре с использованием программного пакета SolidWorks позволило установить оптимальные углы сверления перфорационных отверстий в каркасе фильтра, изменяющиеся от  $40$  градусов в нижней части фильтра и до  $30$  градусов в верхней части фильтра и оптимальную длину фильтра, равную  $0,4$  мощности пласта.

12. В настоящее время подана заявка на самоочищающийся фильтр данной конструкции.
13. Использование имитационных моделей для решения гидродинамической задачи течения жидкости в скважинном самоочищающемся фильтре с использованием программного пакета SolidWorks и ему подобных в настоящее время

востребовано производителями и требует дальнейшего совершенствования.

*Результаты исследования получены в рамках реализации проекта Erasmus+ 574061- EPP-1-2016-1-DE-ERPKA2-SVHE-JP «Модернизация геологического образования в российских и вьетнамских университетах» МИНЕРАЛ.*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гаврилко В.М., Алексеев В.С. Фильтры буровых скважин. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2017. – 367 с.
2. Tang J.S. Fine filter cleaner improves function // Filtration and Separation. – 2016. – V. 53. – № 5. – P. 42–44.
3. Третьяк А.Я. Теоретические вопросы омагничивания полимерной промывочной жидкости // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 1994. – № 3. – С. 46–53.
4. Федоров Ю.С., Петров А.А. Предупреждение колюматации фильтров гидрогеологических скважин // Разведка и охрана недр. – 1974. – № 7. – С. 56–58.
5. Третьяк А.Я., Швец В.В., Нырклов Е.А. Выбор оптимального поля с целью регенерации скважинных фильтров // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2019. – № 1. – С. 237–244.
6. Выбор оптимального магнитного поля с целью регенерации фильтров гидрогеологических скважин / А.Я. Третьяк, М.Л. Бурда, Д.В. Шайхутдинов, С.А. Онофриенко // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 2001. – № 4. – С. 121–124.
7. Скважинный фильтр: пат. Рос. Федерация № 2478775; заявл. 04.05.2011; опубл. 10.04.2012, Бюл. № 10. – 9 с.
8. Численное моделирование течения в фильтре / А.А. Гарипов, С.Ю. Константинов, Д.Е. Тук, Д.В. Целищев // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. – 2013. – Т. 17. – № 3 (56). – С. 153–158.
9. Третьяк А.А., Швец В.В. Фильтр для скважин // Нефть, Газ, Новации. – 2018. – № 11. – С. 78–83.
10. Третьяк А.А., Швец В.В. Скважинный фильтр // Neftegaz.ru. – 2017. – № 7. – С. 44–49.
11. Компьютерное моделирование в инженерной практике / А.А. Алямовский, Е.В. Одинцов, А.А. Собачкин, Н.Б. Пономарев, А.И. Харитонович. – СПб: БХВ-Петербург, 2005. – 800 с.
12. Скважинный самоочищающийся фильтр: пат. Рос. Федерация № 2681773, заявл. 13.04.2018; опубл. 12.03.2019, Бюл. № 8. – 10 с.
13. Ошовский В.В., Дюбанов А.В. Компьютерное моделирование гидродинамических эффектов, возникающих в сужающем устройстве // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: Хімія і хімічні технології. – 2013. – Вип. 2 (21). – С. 169–179.
14. Edelman F., Pope J. 3D woven metal filter cloth doubles filtration flow // Filtration and Separation. – 2017. – V. 54. – № 3. – P. 34–37.
15. Design and hydrodynamic performance testing of a new pressure sand filter diffuser plate using numerical simulation / M. Mesquita, F.P. de Deus, R. Testezlaf, L.M. da Rosa, A.V. Diotto // Biosystems Engineering. – 2019. – V. 183. – P. 58–69.
16. SolidWorks Flow Simulation 2012 Tutorial // Docslide. 2014. URL: <https://docslide.us/documents/solidworks-flow-simulation-2012-tutorial.html> (дата обращения 11.06.2019).
17. SolidWorks, «SOLIDWORKS Flow Simulation» // Dassault Systemes Company. 2012–2019. URL: <https://www.solidworks.com/sw/products/simulation/flow-simulation.htm> (дата обращения 11.06.2019).
18. CFD simulation study of shell and tube heat exchangers with different baffle segment configurations / Aniket Shrikant Ambekar, R. Sivakumar, N. Anantharaman, M. Vivekenandan // Applied Thermal Engineering. – 2016. – V. 108. – P. 999–1007.
19. Cengel Y.A., Cimbala J.M. Fluid Mechanics. Fundamentals and Applications. 3<sup>rd</sup> ed. – New York: McGraw Hill Publ., 2014. – 968 p.
20. Navier-Stokes Equations // Comsol: Multiphysics: <https://www.comsol.com/multiphysics/navier-stokes-equations> (дата обращения 11.06.2019).
21. Скважинный самоочищающийся фильтр. пат. Рос. Федерация № 2685514, заявл. 13.04.2018; опубл. 19.04.2019, Бюл. № 11. – 8 с.

*Поступила 26.08.2019 г.*

#### Информация об авторах

**Третьяк А.А.**, доктор технических наук, доцент кафедры нефтегазовых техники и технологии, декан факультета геологии, горного и нефтегазового дела Южно-Российского государственного политехнического университета им. М.И. Платова.

**Кузнецова А.В.**, кандидат технических наук, доцент кафедры программного обеспечения вычислительной техники факультета информационных технологий и управления Южно-Российского государственного политехнического университета им. М.И. Платова.

**Швец В.В.**, аспирант Южно-Российского государственного политехнического университета им. М.И. Платова.

UDC 004.94: 622.32

## FLUID FLOW SIMULATION IN THE WELL-TUBE SELF-CLEANING FILTER

Aleksandr A. Tretyak<sup>1</sup>,

130504t@mail.ru

Alla V. Kuznetszova<sup>1</sup>,

alvitkuz@yandex.ru

Vitaliy V. Shvets<sup>1</sup>,

motorsila@yandex.ru

<sup>1</sup> South Russian State Polytechnic University (NPI),  
132, Prosveshcheniya street, Novocherkassk, 346400, Russia.

**The relevance** of the research is caused by the need to create optimal filters, the design and physical principles of which are aimed at slowing down the mudding process, reducing the hydraulic resistance, and, thereby, ensuring a long period of operation.

**The goal** is to design self-cleaning filter constructed in the optimal way in the context of hydrodynamic.

**The object** of the research is the well-tube self-cleaning filter that needs improving fluid flow hydrodynamic parameters through punched holes structure changing.

**Methods:** simulation of fluid flow in the well-tube self-cleaning filter hydrodynamic task using the applicable software pack SolidWorks.

**Results.** The paper describes the design of a particle-retaining borehole self-cleaning filter proposed by the authors and equipped with a system of rotating permanent magnets. The magnetic field created by rotation of the permanent magnets, provides a significant reduction in clogging processes. Further improvement of the design is associated with a decrease in hydraulic resistance, which prevents the pumped liquid from penetrating into the filter cavity. The paper introduces the technique for creating a simulation model to solve the internal hydrodynamic problem of fluid flow in a borehole self-cleaning filter using the SolidWorks application software. Simulation is intended to simulate fluid (water) passage through cylindrical holes in the filter wall in the direction from the outside to the inside. The authors have studied the hydrodynamic effects and the main physical parameters that occur as a result of fluid passing through cylindrical perforations. The performed simulation of the pumped fluid flow in the borehole self-cleaning filter made it possible to establish the optimal drilling pattern for perforation holes in the filter frame and the optimal filter length equal to 0,4 of the formation thickness.

**Key words:**

Well-tube self-cleaning filter, hydrodynamic analyzing, fluid flow in the well-tube filter hydrodynamic simulation, perforations slope angle, software pack SolidWorks.

The study results were obtained in the framework of the Erasmus+ 574061-EPP-1-2016-1-DE-EPPKA2-CBHE-JP project «Geological education modernization in Russian and Vietnamese universities» MINERAL.

**REFERENCE**

- Gavrillo V.M., Alekseev V.C. *Filtry burovyykh skvazhin* [Drilling well filters]. Rostov-on-Don, Fenix Publ., 2017. 367 p.
- Tang J.S. Fine filter cleaner improves function. *Filtration and Separation*, 2016, vol. 53, no. 5, pp. 42–44.
- Tretiak A.Ya. Teoreticheskie voprosy omagnichivaniya polimernoy promyvochnoy zhidkosti [Theoretical issue of polymer washing fluid magnetization]. *Izvestia vuzov. North Caucasus region. Technical science*, 1994, vol. 3, pp. 46–53.
- Fedorov Yu.S., Petrov A.A. Preduprezhdenie kolmatatsii filtrov gidrogeologicheskikh skvazhin [Prevention of colmatation of filters of hydrogeological wells]. *Exploration and protection of mineral resources*, 1974, no. 7, pp. 56–58.
- Tretiak A.Ya., Shvets V.V., Nyrkov E.A. Choice of the optimum magnetic field for the purpose of regenerating self-cleaning downhole filters. *Izvestiya Tulkogo Gosudarstvennogo Universiteta. Earth Sciences*, 2019, no. 1, pp. 237–244. In Rus.
- Tretiak A.Ya., Burda M.L., Shaikhutdinov D.V., Onofrienko S.A. The choice of the optimal magnetic field with the purpose of regenerating the filters of water wells. *Izvestia vuzov. North Caucasus region. Technical science*, 2011, no. 4, pp. 121–124. In Rus.
- Tretiak A.Ya., Burda M.L., Litkevich Yu.F. *Skvazhinnyy filtr* [Wellbore filter]. Patent RF, no. 2478775, 2013.
- Garipov A.A., Konstantinov S.Yu., Tuk D.E., Tselishchev D.V. Chislennoe modelirovanie tehnicheskoy simulatsii potoka v filtr [Numerical simulation of flow in the filter]. *Vestnik Ufimskogo gosudarstvennogo aviatsionnogo tekhnicheskogo universiteta*, 2013, vol. 17, no. 3 (56), pp. 153–158.
- Tretyak A.A., Shvets V.V. Filter for downhole. *Oil, gas, innovations*, 2018, no. 11, pp. 78–83. In Rus.
- Tretyak A.A., Shvets V.V. Downhole filter. *Neftgaz.ru*, 2017, no. 7, pp. 44–49. In Rus.
- Alyamovsky A.A., Odintsov E.V., Sobachkin A.A., Ponomarev N.B., Kharitonovich A.I. *Kompyuternoe modelirovanie v inzhenernoy praktike* [Computer modeling in engineering practice]. St. Petersburg, BHV-Petersburg Publ., 2005. 800 p.
- Tretyak A.Ya., Litkevich Yu., Shvets V.V. *Skvazhinnyy samoochishchayushchiysya filtr* [Wellbore self-cleaning filter]. Patent RF, no. 2681773, 2009.
- Oshovsky V.V., Dubanov A.V. Computer simulation of hydrodynamic effects arising in the narrowing device. *Naukovi pratsi Donetskoho natsionalnoho tekhnicheskoho universitetu. Seriya: Khimichna tekhnologiya*, 2013, no. 2 (21), pp. 169–179. In Rus.
- Edelmeier F., Pope J. 3D woven metal filter cloth doubles filtration flow. *Filtration and Separation*, 2017, vol. 54, no. 3, pp. 34–37.
- Mesquita M., De Deus F.P., Testezlaf R., Da Rosa L.M., Diotto A.V. Design and hydrodynamic performance testing of a new pressure sand filter diffuser plate using numerical simulation. *Biosystems Engineering*, 2019, vol. 183, pp. 58–69.

16. *SolidWorks Flow Simulation*. 2012. Tutorial. Available at: <https://docslide.us/documents/solidworks-flow-simulation-2012-tutorial.html> (accessed 11 June 2019).
17. *SolidWorks, «SOLIDWORKS Flow Simulation» Dassault Systemes Company*. Available at: <https://www.solidworks.com/sw/products/simulation/flow-simulation.htm>. (accessed 11 June 2019).
18. Aniket Shrikant Ambekar, Sivakumar R., Anantharaman N., Vivekenandan M. CFD simulation study of shell and tube heat exchangers with different baffle segment configurations. *Applied Thermal Engineering*, 2016, vol. 108, pp. 999–1007.
19. Cengel Y.A., Cimbala J.M. *Fluid Mechanics. Fundamentals and Applications*. 3<sup>rd</sup> ed. New York, McGraw Hill Publ., 2014. 968 p.
20. *Navier–Stokes Equations*. Comsol: Multiphysics. Available at: <https://www.comsol.com/multiphysics/navier-stokes-equations>. (accessed 11 June 2019).
21. Tretyak A.A., Litkevich Yu.F., Shvets V.V. *Skvazhinny samoochishchayushchiysya filtr* [Wellbore self-cleaning filter]. Patent RF, no. 2685514, 2019.

Received: 26 August 2019.

#### Information about the authors

**Aleksandr A. Tretyak**, Dr. Sc., assistant professor, South Russian State Polytechnic University (NPI).

**Alla V. Kuznetsova**, Dr. Sc., assistant professor, South Russian State Polytechnic University (NPI).

**Vitaliy V. Shvets**, postgraduate student, South Russian State Polytechnic University (NPI).

УДК 621.928.9

## ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ГАЗООЧИСТКИ НА ТЭС

Замалиева Альбина Таврисовна<sup>1</sup>,  
Albina-0587@rambler.ru

Зиганшин Малик Гарифович<sup>2</sup>,  
mjihan@mail.ru

<sup>1</sup> ООО «Газпром трансгаз Казань»,  
Россия, 420073, г. Казань, ул. А. Кутуя, 41.

<sup>2</sup> Казанский государственный энергетический университет,  
Россия, 420066, г. Казань, ул. Красносельская, 51.

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью повышения энергетической и экологической эффективности систем очистки выбросов систем пылеприготовления и дымовых газов ТЭС при угольной генерации и систем подготовки газа при газовой генерации, во исполнение Федерального закона № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. (ред. от 29.07.2017) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», а также требований по контролю за выбросом парниковых газов (напр., приказа № 330 от 29.06.2017 года «Об утверждении методических указаний по количественному определению объёма косвенных энергетических выбросов парниковых газов» и др.) выбросов систем пылеприготовления и дымовых газов ТЭС с угольной генерацией и в системе подготовки газа с газовой генерацией.

**Цель:** разработка устройства циклонной фильтрации для повышения эффективности систем газоочистки на ТЭС, снижения выбросов взвешенных частиц в атмосферу от систем пылеприготовления и дымовых газов при угольной генерации и увеличения надежности работы агрегатов газотурбинных и парогазовых установок ТЭС вследствие снижения износа рабочих поверхностей поршневых и винтовых дожимающих компрессоров дожимных компрессорных станций, предотвращения попадания продуктов внутренней коррозии газопроводов в газотурбинных установках, в соответствии с п.п. 93, 94 ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (Серия 12, вып. 13).

**Объект:** модель циклона на базе ЦН-11-200, обеспечивающая повышение энергетической и экологической эффективности систем газоочистки на ТЭС.

**Методы:** стендовые испытания циклонного фильтра, изготовленного путем модернизации циклона ЦН-11-200, аэродинамические расчёты; численное моделирование аэродинамических параметров работы циклона-фильтра на основе методов вычислительной гидродинамики. Для математического моделирования процесса сепарации использована система уравнений, состоящая из осредненных по Рейнольдсу уравнений движения однофазного потока Навье–Стокса и уравнения движения частиц, основанного на законе Ньютона. Для определения эффективности отделения взвешенной части потока в циклоне-фильтре использован безразмерный комплекс  $Re_*$ , с помощью которого численные значения параметров осаждения взвеси из многофазного потока в сепараторе найдены расчетным путем.

**Результаты.** Анализ литературных источников показал отсутствие конструкций циклонов-фильтров, которые обеспечивали бы надлежащую (более 98 %) степень очистки выбросов без резкого увеличения энергозатрат на обработку выбросов. Проведенные опыты показали целесообразность конструктивного дополнения возвратно-поточных циклонов фильтрующей вставкой в зоне, где происходит инерционное осаждение пыли. Для определения эффективности отделения взвешенной части потока в данном циклоне-фильтре был использован безразмерный комплекс  $Re_*$ . Расчеты показали соответствие результатов теоретических и натуральных исследований.

### Ключевые слова:

Циклон, фильтр, сепарация, степень очистки, метод моделирования, энергозатраты, парниковые газы.

### Введение

Непрекращающийся рост мирового потребления энергии выдвинул в качестве одного из глобальных вызовов человечеству проблему энергогенерации в условиях сокращения невозобновляемого энергоресурса – ископаемых топлив, и роста загрязнения атмосферы планеты. Ее увязанное решение, включающее минимализацию как объемов выбросов, так и энергозатрат на их обработку, становится приоритетной целью современной отечественной и мировой энергетической политики. При этом уже сегодняшний уровень развития техники генерации позволяет существенно, почти вдвое, повысить эффективность использования ископаемого топлива на тепловых станциях, и пропорциональ-

но уменьшить объемы атмосферных выбросов. С этим связан и наблюдаемый сейчас перевод генерации тепловой и электрической энергии на газотурбинные и парогазовые циклы, что дополнительно позволит несколько оптимизировать долю природного газа в топливном балансе ТЭС, которая сейчас находится на уровне порядка 70 %.

С позиции состояния атмосферы в крупных городах европейской части РФ такое положение может рассматриваться как благоприятное. Однако на сегодня базовые месторождения Западной Сибири, обеспечивающие основную часть текущей добычи, в значительной мере уже выработаны: Медвежье – на 78 %, Уренгойское – на 67 %, Ямбургское – на 46 %. Имея в виду еще новые эк-

спортные направления по АТР (Азиатско-тихоокеанский регион), можно полагать, что переход с природного газа на чистую угольную генерацию может быть востребован в не столь отдаленной перспективе [1], даже с учетом освоения новых материковых и шельфовых месторождений газа.

Пока теплоэнергетические установки угольной генерации служат крупными поставщиками выбросов как с гетерогенными, так и с гомогенными загрязнителями. К примеру, от угольных электростанций в атмосферу планеты поступает за год порядка  $200 \cdot 10^6$  т золы и  $40 \cdot 10^6$  т диоксида серы. Поэтому вопросы энергосбережения и повышения экологической эффективности систем очистки продуктов сгорания на углесжигающих ТЭС очень актуальны и на сегодня сравнимы с проблемами достижения максимальной энергоэффективности при генерации.

Электростанции России и зарубежных стран, работающие на твердом топливе, имеют резервы совершенствования. В значительной степени это касается проблем оптимизации способов обработки выбросов с целью уменьшения попадания в атмосферу взвешенных частиц классов  $PM_{10}$  и, особенно,  $PM_{2,5}$ , в направлении снижения энергозатрат и повышения экологической эффективности.

### Анализ способов повышения эффективности сепарации в аппаратах, реализующих принцип циклонной фильтрации

Сейчас для пылезолоосаждения в производственных условиях широко применяются циклонные пылеуловители, что объясняется преимуществом ряда их технико-экономических показателей по сравнению с другими видами пылеуловителей. Это относится к таким показателям, как простота конструкции и изготовления, высокая пропускная способность на единицу массы оборудования, небольшие эксплуатационные расходы, возможность улавливания пыли в сухом виде, сохранение требуемой фракционной эффективности очистки при увеличении загрузки потока твердой фазой, надежность работы при достаточно высокой температуре и др. Поэтому в России и за рубежом интенсивно ведутся поиски путей совершенствования циклонных устройств в направлении повышения степени осаждения взвешенных частиц и снижения энергоемкости циклонной очистки. В работе [2], например, представлена конструкция вихревого аппарата с многоступенчатым контактом фаз (ВКУ). Попадая в аппарат, смесь газа и жидкости движется вниз до лопастей – 3 (рис. 1), где происходит их интенсивная закрутка. При осевом выходе газа из ВКУ вверх по трубе – 4 происходит се-

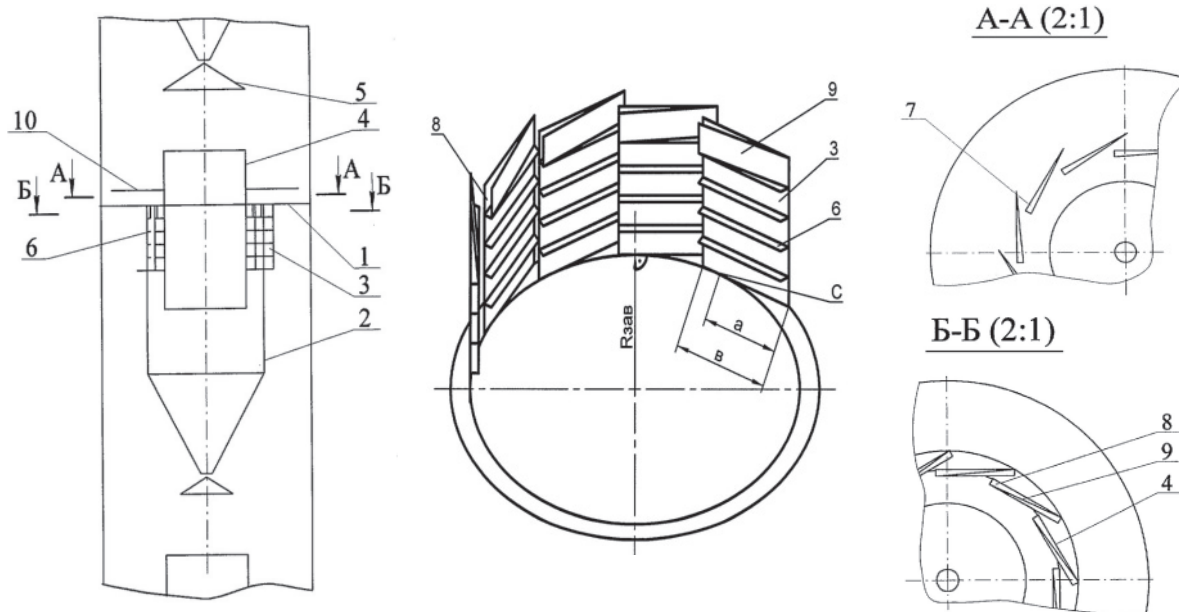


Рис. 1. Вихревой пылеуловитель для мокрой многоступенчатой очистки газовых выбросов (Патент № 2257248 РФ), где 1 – полотно; 2 – переливное устройство с завихрителем; 3 – лопасти, закрепленные верхней частью в полотне и заглушенные в нижней части; 4 – труба для выхода газа; 5 – отражательный диск; 6 – горизонтальные пластины; 7 – V-образные отверстия для подвода жидкости; 8 – V-образный канал; 9 – вертикальная пластина; 10 – фальшдно;  $R_{зав}$  – радиус завихрителя;  $a$  – ширина лопасти от ее начала на внешнем диаметре завихрителя до точки ее касания с внутренним диаметром завихрителя;  $b$  – общая ширина лопасти;  $c$  – точка касания лопасти к окружности

Fig. 1. Vortex dust collector for wet multistage cleaning of gas emissions (Patent № 2257248 of the RF), where 1 is the cloth; 2 is the overflow device with a vortex generator; 3 are the blades fixed by the top part in a cloth and muffled in the lower part; 4 is the pipe for gas discharge; 5 is the reflective disk; 6 are the horizontal plates; 7 are the V-shaped openings for liquid supply; 8 is the V-shaped channel; 9 is the vertical plate; 10 is the false bottom;  $R_{зав}$  is the swirl radius;  $a$  is the width of the blade from its beginning on the outer diameter of the swirl;  $b$  is the general blade width;  $c$  is the point of contact of the blade to the circle



парадия взвеси. Равномерность скорости газа достигается за счет изменения зазора между лопатками. Для повышения удерживающей способности по жидкости на лопатках завихрителя имеются дополнительные горизонтальные пластины – 6. Преимущество предлагаемого теплообменного устройства заключается в повышении эффективности сепарации вследствие увеличения удерживающей способности за счет горизонтальных пластин. Недостатками указанного аппарата являются существенные энергозатраты из-за повышенного гидравлического сопротивления завихрителя и высокий брызгоунос.

Авторами работы [3] представлен НЛ-циклон высокой производительности (Hochleistungszyklon). Он отличается от стандартных классических циклонов сквозной центральной («направляющей») трубой в оси циклона, сильно зауженным входным патрубком запыленного газа, существенно укороченной конической частью циклона, впадающей в бункер. По мнению авторов разработки, конструктивное дополнение в виде центральной трубы, расположенной по оси НЛ-циклона (рис. 2), обеспечивает высокоэффективную работу аппарата данной конструкции. По представлениям авторов [4], в классических стандартных циклонах без центральной направляющей трубы переход от ламинарного к турбулентному течению происходит внутри выхлопной трубы аппарата. В результате ядро вихря потока в аппарате становится нестабильным, что вызывает большие потери давления и энергозатраты, по-видимому, на перестройку структуры потока, заключающуюся в разрушении организованного вращательного движения потока с образованием мелких вихрей стохастического характера. По [5] это вызывает, в свою очередь, высокие потери (до 90 % от общей потери давления) вследствие диссипации энергии в потоке. Авторы [6] заключают, что роль центральной («направляющей») трубы на оси цикло-

на заключается в стабилизации вращающегося течения потока и в сдвиге перехода от ламинарного к турбулентному режиму в область более высоких чисел Рейнольдса.

В этом случае потеря статического давления  $\Delta P_{stat}$  снижается, а степень разделения улучшается ввиду увеличения динамического напора. Однако опыты на конструкции НЛ-циклона проводились авторами при нагрузках в 1,5...2 раза ниже оптимальных для классических стандартных циклонов такого типоразмера. Следовательно, испытанные режимы могут не соответствовать условиям промышленной эксплуатации аппаратов, и эффективность, достигнутая в экспериментах, в реальных условиях может не подтвердиться.

Для очистки производственных выбросов, в том числе загрязненных особо опасными взвесями, а также при необходимости тонкой очистки и обеззараживания вентиляционного воздуха, подаваемого, например, в операционные отделения учреждений здравоохранения, может применяться циклон-фильтр [7] (рис. 3).

Техническая задача интенсификации циклонной обработки и повышения степени осаждения тонкодисперсных частиц решается здесь путем увеличения скорости дисперсного потока с одновременным принятием мер по предотвращению абразивного износа внутренних поверхностей аппарата. Устройство позволяет уменьшить ресурсоёмкость, однако энергозатраты растут пропорционально увеличению скорости.

Анализ множества других существующих устройств циклонной фильтрации производственных дисперсных выбросов [8–11] также показал, что устройства, обладающие высокой степенью осаждения частиц классов  $PM_{10}$  и  $PM_{2,5}$ , одновременно являются материало- и энергозатратными. Аппараты же с низким сопротивлением и, соответственно, энергоэффективные, имеют невысокую степень осаждения частиц указанных классов.

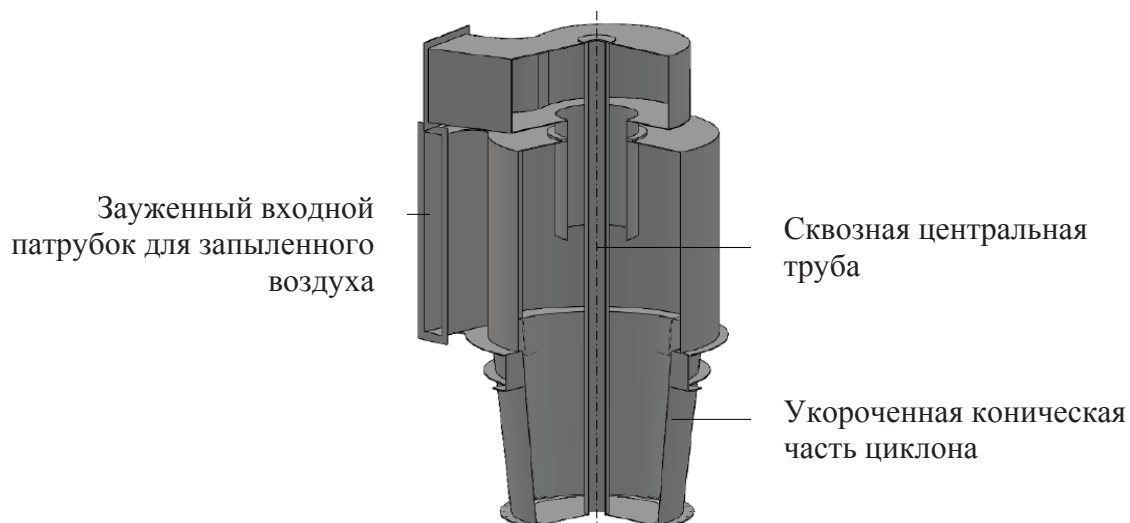


Рис. 2. Конструкция НЛ-циклона [3]

Fig. 2. HL-cyclone design [3]

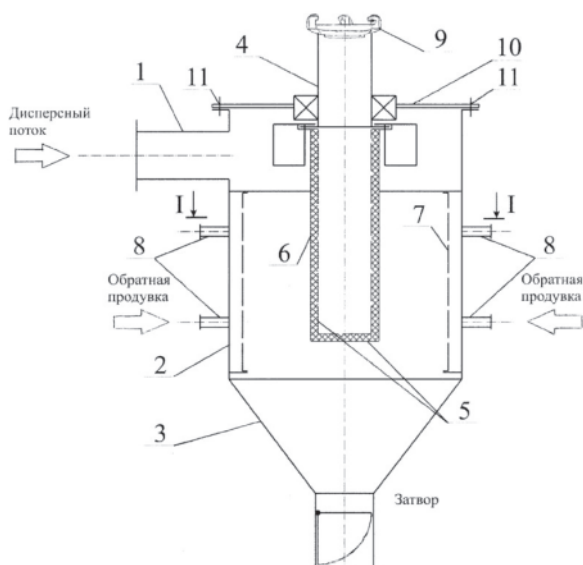


Рис. 3. Циклон-фильтр (патент № 2361678 РФ) [7]: 1 – входной патрубок; 2 – корпус; 3 – коническое днище; 4 – штуцер отвода; 5 – цилиндрический каркас; 6 – плотный фильтровальный материал; 7 – тонкая фильтровальная ткань; 8 – продувочные штуцеры; 9 – цапфовый элемент; 10 – верхний торец; 11 – крепежные элементы разъема

Fig. 3. Cyclone filter (Patent No. 2361678 RF) [7]: 1 is the inlet; 2 is the body; 3 is the conical bottom; 4 is the fitting challenge; 5 is the cylindrical frame; 6 is the dense filtering material; 7 is the thin filter fabric; 8 are the purge fittings; 9 is the pin element; 10 is the upper end; 11 are the retaining elements of the connector

#### Циклонный фильтрующий аппарат для повышения энергетической и экологической эффективности очистки

С целью обеспечения надлежащей очистки газов от взвешенных частиц классов  $PM_{10}$ ,  $PM_{2,5}$  без увеличения энергозатрат на осаждение взвеси предложена усовершенствованная конструкция циклона-фильтра. Увеличение степени очистки направлено на достижение надежной работы агрегатов газотурбинных и парогазовых циклов ТЭС при газовой генерации и повышение энергоэффективности работы газоочистных устройств при угольной генерации. Так, например, повышение эффективности выделения взвешенной части из потока природного газа в пункте подготовки газа (ППГ) ТЭС приводит к снижению износа цилиндрических стенок поршневых компрессоров или поверхностей винтов и корпуса сложной конфигурации (точность обработки которых составляет 10 мкм) винтовых дожимающих компрессоров ДКС. Предлагаемая конструкция циклона-фильтра также может быть использована при угольной генерации для повышения степени очистки атмосферных выбросов систем пылеприготовления от угольной пыли и дымовых газов ТЭС от золы мелкодисперсных частиц классов  $PM_{10}$ ,  $PM_{2,5}$ . Известно [12], что в летучей золе электростанций содержание таких частиц в среднем около 30 %, а в вы-

бросах угольной и сланцевой пыли около – 10 %, и может достигать 35 %.

Предлагаемый циклонный фильтр (рис. 4) с тангенциальным подводом воздуха, совмещающий две ступени очистки, обеспечивает высокую энергетическую и экологическую эффективность очистки выбросов, содержащих частицы классов  $PM_{10}$  и  $PM_{2,5}$ , при приемлемых энергозатратах и невысоком абразивном износе в реальных производственных условиях. Для эффективного осаждения мелкодисперсных частиц с минимальными энергетическими и материальными затратами циклон имеет дополнительное устройство – вставку из тканого фильтра.

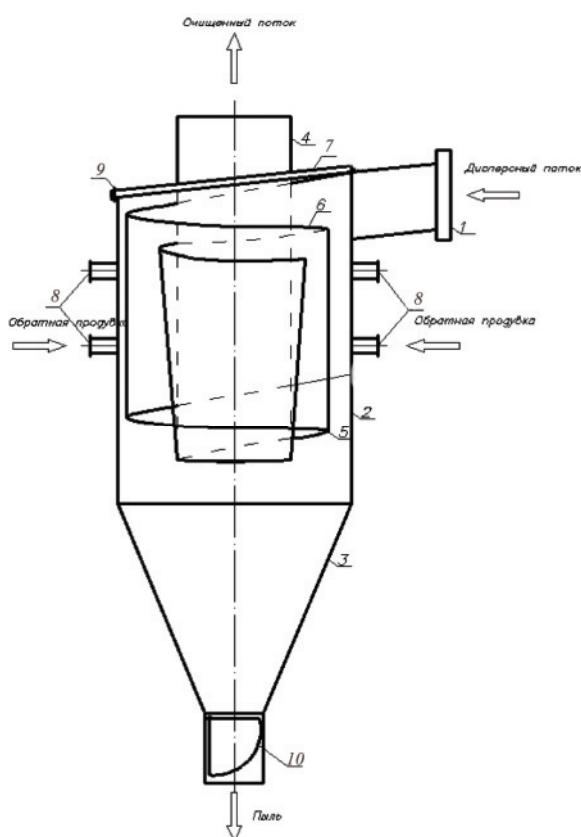


Рис. 4. Схема конструкции циклона-фильтра: 1 – входной патрубок; 2 – цилиндрический корпус; 3 – коническое днище; 4 – выхлопная труба; 5 – фильтровальный материал; 6 – металлический каркас; 7 – торец циклона; 8 – продувочные штуцера; 9 – детали крепежа; 10 – заслонка

Fig. 4. Scheme of a design of a cyclone filter: 1 is the entrance branch pipe; 2 is the cylindrical body; 3 is the conic bottom; 4 is the exhaust pipe; 5 is the filtering material; 6 is the metal framework; 7 is the end face of a cyclone; 8 is the blowing-off union; 9 are the parts of fixture; 10 is the valve

Циклон-фильтр содержит штуцер для ввода запыленного газового потока – 1, установленный тангенциально на цилиндрическом корпусе – 2, имеющем коническое днище – 3 с затвором – 10, расположенную соосно с цилиндрическим корпусом выхлопную трубу – 4, по диаметру которой внутри корпуса циклона установлен фильтровальный материал – 5, (например, лавсан), зафиксированный в

металлическом каркасе – 6, который закреплен к торцу циклона – 7. Снаружи, радиально цилиндрического корпуса – 2, установлены продувочные штуцера – 8, также имеются детали – 9 крепежа цилиндрического корпуса для разъемного торца, в случае замены каркаса с фильтром.

На базе данного серийного циклона ЦН-11 диаметром 200 мм проведены стендовые испытания циклона-фильтра, конструкция которого была разработана авторами. Испытания проводились на специально приготовленном дисперсном материале – шамотной пыли с размером частиц до 63 мкм. Пробу материала для испытаний отбирали в соответствии с надлежащей лабораторной практикой по ГОСТ Р 51568–99 (ИСО 3310–1-90). Радиус частиц по результатам седиментационного анализа по фракциям получился от 1,23 до 31,51 мкм; следовательно, наибольший диаметр частиц пыли по результатам седиментационного анализа равен 63 мкм. Дисперсный состав пыли в выбросах после циклона-фильтра определялся при помощи импактора. Результаты анализа дисперсного состава потока показали, что среднегеометрический размер частиц  $d_{30}=1,6$  мкм (таблица).

Таблица. Фракционный состав пыли

Table. Fractional composition of dust

Размер фракции, м <sup>φ</sup> Particle size, m <sup>φ</sup>	>0,4	>0,8	>1,6	>3,5	>6,0	>10
Массовая доля фракции, % Mass fraction, %	80	70	50,0	30	10	5

Образцы фильтровального материала взвешивались в начале и конце испытания. После окончания испытания с начальной, средней и конечной частей фильтровальной ткани вырезались образцы для сравнительного определения эффективности осаждения по счетной концентрации уловленных частиц, которая устанавливалась в результате изучения образцов под микроскопом МИН-8 с 400-кратным увеличением. Это позволило провести определение счетного количества частиц классов РМ<sub>2,5</sub>, РМ<sub>10</sub>, что необходимо для достоверного сопоставления интенсивности их оседания из потока на фильтр при различных режимах. Результаты испытаний показали возможность повышения эффективности осаждения частиц указанных классов при приемлемых энергозатратах.

Проведенные опытные исследования подтвердили целесообразность конструктивного дополнения возвратно-поточных циклонов фильтрующей вставкой в зоне, где происходит инерционное осаждение пыли. Вместе с тем, с целью доработки конструкции циклона-фильтра, был выполнен ряд исследований на базе расчетных методов. Для определения эффективности отделения взвешенной части потока в данном циклоне-фильтре был использован комплекс  $Re_r$  [13]:

$$Re_r = \frac{U_0 \rho_p^2 D_p^4}{c \rho_g R_2^3 \eta}, \quad (1)$$

где  $U_0$  – начальная скорость, м/с;  $\rho_p$  – плотность частиц, кг/м<sup>3</sup>;  $D_p$  – диаметр микрочастиц, м;  $c$  – коэффициент, зависящий от соотношения радиусов внутренней и внешней границ кольцевого канала завихрителя (у большинства отечественных серийных возвратно-поточных циклонов это соотношение диаметров корпуса и выхлопной трубы, равно 0,59, для которого  $c=27$ );  $\rho_g$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;  $R_2$  – характерный радиус криволинейной траектории для движущейся в конкретных условиях частицы, за который в циклоне принимается радиус корпуса циклона, м;  $\eta$  – коэффициент динамической вязкости, Па·с.

Параметр  $Re_r$  получен в результате использования двух общепринятых методов теории подобия – анализа размерностей и масштабирования, с приведением системы уравнений, состоящих из уравнений Навье–Стокса для движения потока и закона Ньютона для движения частицы, к безразмерному виду. Для приведения размерных переменных величин в них использованы в качестве масштабов радиус аппарата и начальная скорость входа в него гетерогенного потока. В литературе для определения степени осаждения взвешенных частиц из потоков часто рекомендуется использование числа Стокса. Одним специфичным отличием параметра  $Re_r$  от числа Стокса является то, что геометрическое масштабирование произведено не по линейной величине – размеру препятствия, а по радиусу кривизны  $R_2$  линии тока, обходящей препятствие. Другое отличие в том, что инерционным масштабом служит не масса, а момент инерции, в связи с чем здесь полнее отражается специфика рассматриваемой конкретной системы, заключающаяся в описании сложного криволинейного движения частицы возле препятствия с поворотом как по траектории, так и вокруг своей оси. Таким образом, число  $Re_r$  содержит безразмерные инерционный  $J_p/J_G$  и геометрический  $r_p/R_2$  параметры частицы, которые более полно, чем число Стокса, характеризуют движение частицы по криволинейной траектории. Более широкое обсуждение данного вопроса со сравнительной характеристикой диапазонов размеров частиц, в которых приемлемы расчеты с использованием чисел  $Stk$  и  $Re_r$ , содержится в работах [14, 15]. Безразмерный комплекс  $Re_r$  имеет структуру критерия Рейнольдса и составлен посредством комбинации параметров, выражающих соотношение энергий и действий частицы и вращающегося потока. Поэтому в криволинейных (вращающихся, вихревых) потоках численные значения критерия  $Re_r$  по (1) должны соответствовать степени осаждения частиц пыли и могут использоваться для ее оценки в сходственных условиях [16].

Прослеживается также зависимость от энергетических затрат:  $Re_r$  уменьшается с увеличением сопротивления аппарата. Следует заметить, что в структуру  $Re_r$  коэффициент гидравлического сопротивления циклона не входит. Это выражение позволяет легко определять минимальную ско-

рость потока и соответствующие затраты энергии, обеспечивающие требуемый процент осаждения частиц данного размера в исследуемом аппарате.

Результаты расчетов значений  $Re_r$  для гетерогенного потока в модели, соответствующей по размерам циклону-фильтру на базе ЦН-11–200 и при соответствующих опыту рабочих условиях, для размеров частиц  $D_p=(1...100)\cdot 10^{-6}$  м и относительной скорости потока на входе в циклон  $U_0=1,0...14,0$  м/с, представлены на рис. 5.

Расчеты показали, что степеням осаждения частиц в циклоне соответствуют строго определенные значения чисел  $Re_r$ . Так, степени осаждения 99 % при скорости 5,0 м/с может быть сопоставлено число  $Re_r=2,4\cdot 10^{-3}$ , а степени осаждения 50 %  $Re_r=4,65\cdot 10^{-8}$ . Проведенные исследования показывают, что параметр  $Re_r$  позволяет находить численные значения параметров очистки в сепараторах с вращательным движением многофазных потоков расчетным путем. Расчеты на основе  $Re_r$  приводят к результатам, близким к опытным. Параметр  $Re_r$  позволяет устанавливать режимы инерционной сепарации частиц различных размеров из потоков с криволинейными линиями тока, что характерно для потоков и в циклонах, и в пористой среде.

Вместе с тем частицы взвеси, сталкиваясь в потоке воздуха, могут подвергаться изменению размеров вследствие коагуляции или разрушения еще до очистного устройства. Это стохастические процессы, результаты которых зависят от огромного числа факторов, в том числе от физико-химических свойств взвесей (дисперсный состав, агрегатное состояние, увлажненность, УЭС, слипаемость, поверхностное натяжение, упругость, плотность, прочность, пористость и т. п.), несущей среды (влажность, температура, вязкость, плотность и др.). Поэтому результаты, основанные на теоретических моделях, всегда нуждаются в эмпирических корректировках, а на практике расчет степени осаждения взвешенных частиц ведется на их

медианный (средний) диаметр. Однако если размеры частиц конкретного вида взвеси вследствие коагуляции или диспергации в конкретном потоке перед циклоном-фильтром окажутся известными, при помощи числа  $Re_r$  несложно вычислить степень осаждения частиц с учетом произошедших до пористого фильтра процессов, поскольку оно позволяет рассчитывать степень осаждения частиц любого размера.

Существенную роль в процессе фильтрационной очистки гетерогенных выбросов от твердофазных взвесей играют также процессы удержания оседающих частиц на элементах пористого слоя, образования автослоя и регенерации основы. Учет влияния этих процессов на эффективность фильтрации может быть осуществлен по разработанной одним из авторов настоящей статьи полуэмпирической модели фильтрации на тканом материале [14, 16], в основе которой также находится параметр  $Re_r$ . В указанной модели параметр  $Re_r$  позволяет определить кинетическую энергию частиц, движущихся по криволинейным траекториям перед препятствиями, составляющими пористый слой. Как отмечалось ранее, параметр  $Re_r$  позволяет определять режим инерционной сепарации из потоков с криволинейными линиями тока, что имеет место и в циклонах, и в пористой среде. Это служит физической основой для принципиальной возможности учитывать также с помощью критерия  $Re_r$  перераспределения эффективностей инерционной сепарации частиц между фильтром и циклоном. Конкретно повышенная по сравнению с циклоном степень осаждения частиц в пористом слое отразится непосредственно в формуле (1) следующим образом. При фильтрации в пористом слое за величину  $R_2$  вместо радиуса циклона принимается радиус поворота частиц перед препятствием, который в этом случае так же, как и радиус циклона для потока в циклоне, определяет характерные для криволинейной траектории безраз-

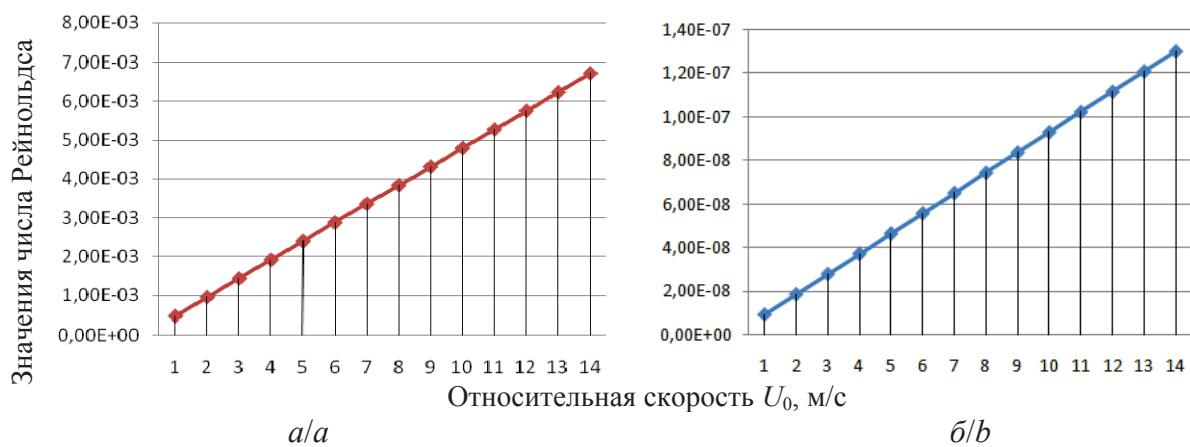


Рис. 5. Зависимость безразмерного числа  $Re_r$  для циклона с радиусом  $R=0,1$  м от относительной скорости потока на входе в циклон  $U_0$ , м/с для частиц, оседающих на: а) 99 %; б) 50 %

Fig. 5. Dependence of relative number  $Re_r$  for a cyclone with radius  $R=0,1$  m on relative speed of a stream at the entrance to the  $U_0$  cyclone, m/s for particles settling for: а) 99 %; б) 50 %

мерные параметры взвешенных частиц – инерционный  $J_p/J_G$  и геометрический  $r_p/R$ . Вопросы определения величин  $R_2$  радиусов поворота взвешенных частиц перед препятствиями подробно рассмотрены в ряде публикаций авторов данной статьи, например в [17], там же приведены и эмпирические формулы для их нахождения.

В дальнейшем число  $Re_r$  сопоставляется с показателем энергии межмолекулярного взаимодействия поверхностных элементов пористого слоя и осаждающихся частиц в виде безразмерного энергетического параметра действия потока на них  $A_p^{rot}$ , ответственного за их удержание на препятствии [16].

Также было выполнено численное моделирование аэродинамических параметров работы циклона-фильтра на основе методов вычислительной гидродинамики. На сегодняшний день существует множество работ, посвященных моделированию запыленных потоков в циклонах на основе CFD (Computational Fluid Dynamics) [18–20]. Однако в них наблюдались только определенные характеристики потока в конкретных модификациях циклонов. Поэтому были проведены численные исследования 3d-модели потока в разработанной конструкции циклона-фильтра.

В условиях, когда энергетические параметры вращающегося в аппарате гетерогенного потока соизмеримы с величиной его входной энергии, для описания процесса сепарации целесообразно использовать систему из осредненных по Рейнольдсу уравнений Навье–Стокса движения однофазного потока и уравнения движения частиц, основанного на законе Ньютона. Для обеспечения замкнутости системы в уравнениях переноса и потери (диссипации) кинетической энергии была использована модель Спаларта–Аллмараса. Ее математическая формулировка достаточно полно рассмотрена в литературе, например, в работах [21–23].

На рис. 6 представлены эпюры тангенциальной скорости потока в двух поперечных сечениях и показаны расположения изотак в продольном сечении модели при входной скорости 5,0 м/с. После тангенциального входа поток газа приобретает в корпусе циклона осесимметричное винтовое движение. В продольном сечении 1–1 после кольцевой зоны скорость потока при перемещении вниз начинает расти в сужающейся конической части циклона и достигает 23,0 м/с. В поперечных сечениях 2–2 наблюдается увеличение тангенциальной составляющей скорости по радиусу по мере удаления от стенок циклона – в сечении 2–2 до 5,5 м/с, в сечении 3–3 до 10,5 м/с.

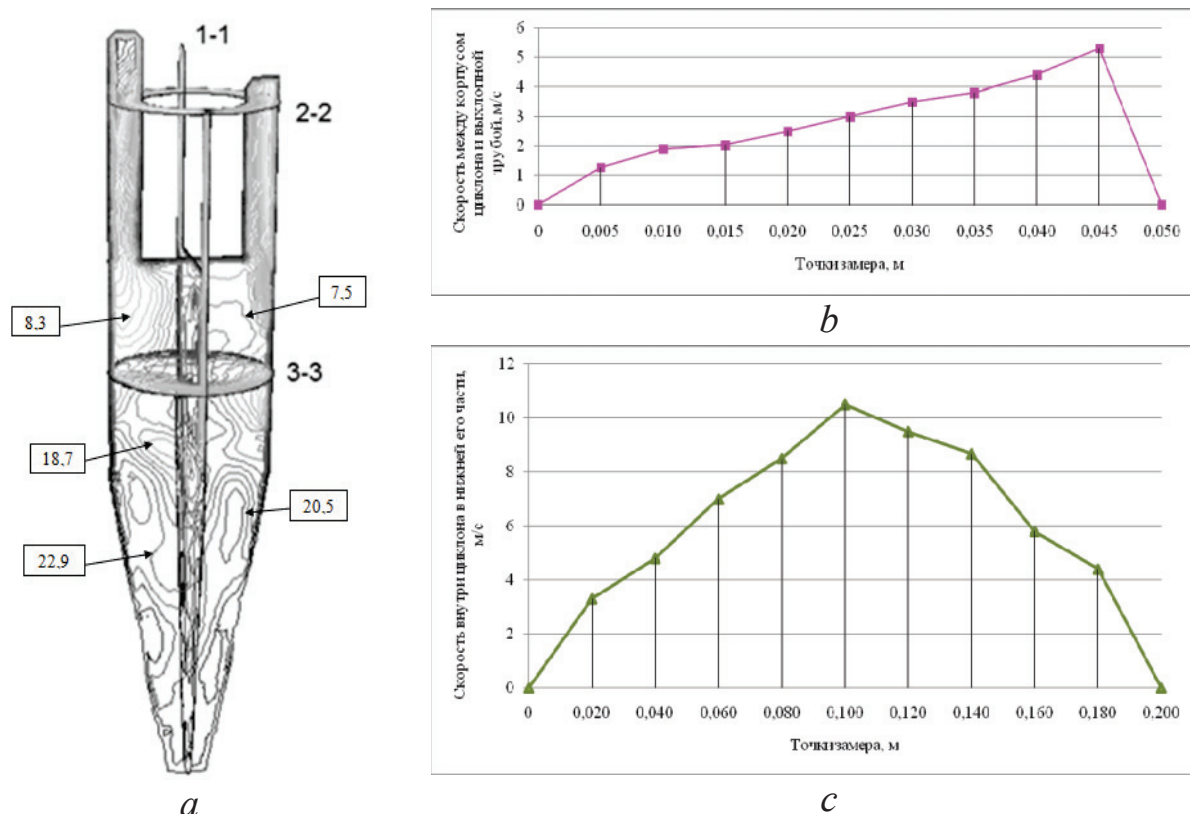


Рис. 6. Распределение тангенциальной скорости потока внутри циклона: а) в продольном сечении 1–1 (в поле рисунка указаны значения изотак в м/с); б) в поперечном сечении 2–2 от стенки корпуса (начало координат) до стенки выхлопной трубы; в) в поперечном сечении 3–3 между стенками корпуса

Fig. 6. Tangential flow rate distribution inside the cyclone: a) in the longitudinal section 1–1 (in the figure field are the values of the isotax in m/s); b) in the cross section 2–2 from the housing wall (origin) to the wall of the exhaust pipe; c) in the cross section 3–3 between the walls of the housing

В соответствии с известной энергетической концепцией улавливания взвешенных частиц из гетерогенного потока, степень их осаждения пропорциональна величине энергетических затрат, непосредственно связанных с процессами осаждения. В конструкции представленного циклона-фильтра это процессы осаждения на поверхностях фильтровальной вставки и внутренней стенки циклона. Потери же энергии на сопротивление, возникающие при движении запыленного потока в соединительных фасонных деталях перед циклоном и при его входе в циклон, таковыми не являются, но они неизбежны в процессе эксплуатации аппарата.

Проведенные численные исследования показали, что для снижения указанных потерь могут использоваться профилирующие вставки для каналов с боковыми отверстиями, формы профилей которых также получены на основе компьютерного моделирования течений методами CFD [24–28].

С учетом этого представленный в данной работе циклон-фильтр позволяет увеличить пропускную способность очистных аппаратов в 4 раза при повышении качества очистки газа, которое выража-

ется в уменьшении размера частиц, улавливаемых на 50 % (диаметра отсекаания), со средних для циклонов значений 5–10 до 0,4 мкм.

Указанное улучшение качества очистки не требует дополнительной затраты энергии, что является преимуществом перед аналогами. Энерго- и топливоресурсосбережение, в свою очередь, – это единственный на сегодняшний день реальный путь снижения выбросов парниковых газов, что соответствует обязательствам, принятым Российской Федерацией по Парижскому соглашению об изменении климата.

#### Заключение

По результатам натурных испытаний и исследований на базе расчетных методов проведена доработка конструкции циклона-фильтра с целью достижения высокой степени улавливания взвешенных частиц классов  $PM_{2,5}$ ,  $PM_{10}$  при приемлемых энергетических затратах на газоочистное оборудование в целом, включающих и пониженные гидравлические потери на транспортировку выбросов к очистному устройству.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Крупнейшие месторождения газа в России. URL: <http://viva-reit.ru/kрупнейshie-mestorozhdeniya-gaza-v-rossii> (дата обращения 04.04.2019).
2. Хамидуллин Р.Н. Технология очистки газовых выбросов от пыли производства силикатного кирпича: автореф. дис.... канд. тех. наук. – Казань, 2005. – 20 с.
3. Brunnmair E. Entwicklung und Modellierung eines neuen Hochleistungszyklons zur Trennung von Feststoff/Gas-Gemischen: Diss. ... Doktors der montanistischen Wissenschaften. – Leoben, 2015. – 168 p.
4. Bielefeldt E.A. Wirbelkammern neuer Technologie // Journal of Professional Issues in Engineering Education and Practice. – 2013. – V.15. – P. 286–291.
5. Muschelknautz E. Theorie der Fliehkraftabscheider mit besonderer Berücksichtigung hoher Temperaturen und Drücke // VDI-Bericht Nr. – 1980. – № 383. – P. 49–60.
6. Staudinger G. Zykclone mit Zentralkörpern Veröffentlichung // Chem. Ing.-Tech. Journal. – 1992. – V.64. – P. 769–888.
7. Циклон-фильтр: пат. 2361678 Российская Федерация: МПК В04С9/00, В01D50/00; заявл. 14.03.2008; опубл. 20.07.2009. – Бюл. № 20. – 5 с.
8. An alternative for the collection of small particles in cyclones: experimental analysis and CFD modeling / E. Balestrin, R.K. Decker, D. Noriler, J.C.S.C. Bastos, H.F. Meier // Separation and Purification Technology. – 2017. – № 5. – P. 54–65.
9. Increasing Efficiency of Natural Gas Cyclones through Addition of Tangential Chambers / W.I. Mazyan, A. Ahmadi, H. Ahmed, M. Hoorfar // Journal of Aerosol Science. – 2017. – V. 4. – № 11. – P. 36–42.
10. Темникова Е.Ю., Богомолов А.Р., Петрик П.Т. Исследование характеристик циклона с внутренними элементами // Вестник Кузбасского гос. тех. унив. – 2009. – № 2. – С. 140–144.
11. Серебрянский Д.А., Захаров А.А., Плашкин С.В. Циклонные пылеуловители. Малоэнергетическая модернизация // Хімічна промисловість України. – 2013. – V. 3. – С. 70–74.
12. Атлас промышленных пылей. Ч. 1. Летучая зола промышленных электростанций / под ред. Л.Я. Скрябина. – М.: ЦИНТИ-Химнефтемаш. – 1980. – 48 с.
13. Зиганшин М.Г., Зиганшин А.М. Лабораторно-практический курс пылегазоочистки. Ч. 1. – Казань: Изд-во КГАСУ. – 2012. – 188 с.
14. Зиганшин М.Г., Зиганшин А.М. Полуэмпирическая модель образования автослоя на тканых фильтрационных материалах. Ч. 2. Опытное исследование фильтрации // Известия Казанского государственного архитектурно-строительного университета. – 2009. – V. 1. – № 11. – С. 186–190.
15. Еремкин А.И., Зиганшин М.Г. Степень инерционного осаждения взвешенных частиц в циклонных и вихревых сепараторах. Верификация параметров эффективности // Научный вестник Воронежского государственного архитектурно-строительного университета. – 2009. – V. 3. – № 15. – С. 137–145.
16. Зиганшин М.Г. Теоретические основы пылегазоочистки. – Казань: Изд-во КГАСУ. – 2005. – 262 с.
17. Зиганшин М.Г., Колесник А.А., Зиганшин А.М. Проектирование аппаратов пылегазоочистки. – СПб.: Лань. – 2014. – 544 с.
18. Fassani F.L., Goldstein L. A study of the effect of high inlet solids loading on a cyclone separator pressure drop and collection efficiency // Powder Technology. – 2000. – V.3. – № 18. – P. 60–65.
19. Effects of geometry and solid loading on the performance of gas cyclones / C. Hoffmann, A. Vansanten, R.W.K. Allen, R. Clift // Powder Technology. – 1992. – № 13. – P. 83–91.
20. CFD-DEM modeling of multiphase flow in dense medium cyclones / K.W. Chu, B. Wang, A.B. Yu, A. Vince // Powder Technology. – 2009. – V. 1. – № 7. – P. 235–247.
21. Numerical Study of the Effect of Changing the Cyclone Cone Length on the Gas Flow Field / O. Hamdy, M.A. Bassily, H.M. El-Batsh, T.A. Mekhail // Applied Mathematical Modelling. – 2017. – V. 1. – № 26. – P. 81–97.
22. Modeling the multiphase flow in a dense medium cyclone / B. Wang, K.W. Chu, A.B. Yu, A. Vince // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2009. – № 48. – P. 3628–3639.
23. Assessments of CFD-DEM models in particle fluid flow modeling / Z.Y. Zhou, S.B. Kuang, K.W. Chu, A.B. Yu // Journal of Fluid Mechanics. – 2010. – № 661. – P. 482–510.
24. Зиганшин А.М., Гимадиева Г.А., Батрова К.Э. Численное исследование истечения из бокового последнего и среднего отверстий // Сб. статей I Всероссийской научно-технической конф-

- ренции, посвящённой памяти д-ра техн. наук, профессора А.А. Сандера. – Новосибирск: НГАСУ. – 2017. – С. 103–111.
25. Зиганшин А.М. Снижение энергозатрат при движении потоков путем профилирования фасонных частей в коммуникациях энергоустановок // Надежность и безопасность энергетики. – 2015. – V.1 – № 28. – С. 63–68.
26. Соединительный фасонный элемент с профилирующими вставками: пат. 2604264 Российская Федерация: МПК F16L 43/00, МПК F16L 25/14; заявл. 17.09.2014; опубл. 10.12.2016. – Бюл. № 34. – 13 с.
27. Зиганшин А.М., Гимадиева Г.А., Батрова К.Э. Потери давления и характеристики струи, выходящей через среднее боковое отверстие // Известия КазГАСУ. – 2017. – V.4 – № 42. – С. 257–265.
28. A survey of separated airflow patterns at inlet of circular exhaust hoods / K.I. Logachev, A.M. Ziganshin, O.A. Averkova, A.K. Logachev // Energy & Buildings. – 2018. – № 173. – P. 58–70.

*Поступила 27.08.2019 г.*

#### **Информация об авторах**

**Замалиева А.Т.**, инженер ООО «Газпром трансгаз Казань».

**Зиганшин М.Г.**, доктор технических наук, доцент кафедры тепловых электрических станций Казанского государственного энергетического университета.

UDC 621.928.9

**IMPROVE ENERGY AND ENVIRONMENTAL EFFICIENCY OF GAS TREATMENT SYSTEMS ON TPP**

**Albina T. Zamalieva<sup>1</sup>,**  
Albina-0587@rambler.ru

**Malik G. Ziganshin<sup>2</sup>,**  
mjihan@mail.ru

<sup>1</sup> LLC «Gazprom transgaz Kazan»,  
41, A. Kutuy street, Kazan, 420073, Russia.

<sup>2</sup> Kazan State Energy University,  
51, Krasnoselsky street, Kazan, 420066, Russia.

**The relevance** of the research is caused by the necessity to increase energy and environmental efficiency systems for purification of emissions of pulverizing system and flue gas thermal power plant in coal generation and gas treatment in gas generation, pursuant to Federal law No. 261-FZ dated 23.11.2009 (ed. from 29.07.2017) «On energy saving and increasing energy efficiency and amendments to certain legislative acts of the Russian Federation» and the requirements to control the emission of greenhouse gases (e.g., order No. 330 of 29.06.2017 «On approval of methodical instructions for quantitative determination of the amount of indirect energy greenhouse gas emissions», etc) emissions of pulverizing system and flue gases of thermal power plants with coal generation and the system gas treatment gas generation.

**The main aim** of the research is to develop a cyclone filtration device to increase the efficiency of gas treatment systems at thermal power plants, reduce suspended particulate emissions into the atmosphere from dust preparation systems and flue gases during coal generation and increase the reliability of gas turbine and combined-cycle gas turbine units, due to reduced wear on the working surfaces of piston and screw compressors, booster compressor stations; prevent the products of internal corrosion of gas pipelines in gas-turbine units, in accordance with clause 93, 94 Federal standards and rules in the field of industrial safety «Safety Rules of gas distribution networks and gas consumption» (Series 12, vol. 13).

**Object:** a cyclone model based on CN-11–200, providing increased energy and environmental efficiency of gas treatment systems on thermal power plant.

**Methods:** bench tests of a cyclone filter manufactured by modernizing the cyclone CN-11–200, aerodynamic calculations; numerical simulation of aerodynamic parameters of the cyclone based on the methods of computational fluid dynamics. For mathematical modeling of separation the authors have used the system of equations consisting of the Reynolds-averaged Navier–Stokes equations of motion for single-phase flow and equations of particles motion based on Newton's law. To determine the effectiveness of separating the solid part of the flow in the cyclone-filter the dimensionless complex  $Re_c$  was used. Using the complex the numerical values of parameters from deposition of suspended solids from multiphase flow in the separator were determined by calculation.

**The results** shown lack of designs which would provide high (more than 98 %) extent of cleaning of emissions without sharp increase in energy consumption at processing emissions. The experiments carried out demonstrate the expediency of constructive addition of returnable and line cyclones with the filtering insert in a zone where there is an inertial sedimentation of dust. Extents of particle sedimentation in a cyclone depending on Reynolds number are defined. The calculations shown the compliance of results of theoretical and natural researches.

**Key words:**

Cyclone, filter, separation, extent of cleaning, modeling method, energy consumption, greenhouse gases.

**REFERENCES**

1. *Krupneyshie mestorozhdeniya gaza v Rossii* [The largest gas deposits in Russia]. Available at: <http://vivareit.ru/krupnejshie-mestorozhdeniya-gaza-v-rossii> (accessed 04 April 2019).
2. Khamidullin R.N. *Tekhnologiya ochistki gazovykh vybrosov ot pyli proizvodstva silikatnogo kirpicha*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Technology of cleaning of gas emissions of dust of production of a silicate brick. Cand. Diss. Abstract]. Kazan, 2005. 20 p.
3. Brunnmair E. *Entwicklung und Modellierung eines neuen Hochleistungszyklons zur Trennung von Feststoff/Gas-Gemischen*. Dkt. Diss. Leoben, 2015. 168 p.
4. Bielefeldt E.A. Wirbelkammern neuerer Technologie [Eddy chambers of new technology]. *Journal of Professional Issues in Engineering Education and Practice*, 2013, vol. 15, pp. 286–291.
5. Muschelknautz E. Theorie der Fliehkraftabscheider mit besonderer Berücksichtigung hoher Temperaturen und Drücke [Theory of centrifugal separators with special consideration of high temperatures and pressures]. *VDI-Bericht Nr.*, 1980, no. 383, pp. 49–60.
6. Staudinger G. Zyklone mit Zentralkörpern Veröffentlichung [Cyclones with Central body publication]. *Chem. Ing.-Tech. Journal*, 1992, vol. 64, pp. 769–888.
7. Ziganshin M.G. *Tsiklon-filtr* [Cyclone filter]. Patent RF, no. 2361678, 2009.
8. Balestrin E., Decker R.K., Noriler D., Bastos J.C.S.C., Meier H.F. An alternative for the collection of small particles in cyclones: experimental analysis and CFD modeling. *Separation and Purification Technology*, 2017, no. 5, pp. 54–65.
9. Mazyan W.I., Ahmadi A., Ahmed H., Hoorfar M. Increasing Efficiency of Natural Gas Cyclones through Addition of Tangential Chambers. *Journal of Aerosol Science*, 2017, vol. 4, no. 11, pp. 36–42.
10. Temnikova E.Yu., Bogomolov A.R., Petrik P.T. Issledovanie kharakteristik tsyklona s vnutrennimi elementami [Research of characteristics of a cyclone with internal elements]. *Vestnik Kuzbasskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo Universiteta*, 2009, no. 2, pp. 140–144.
11. Serebryansky D.A., Zakharov A.A., Plashikhin S.V. Tsiklonnye pyleuloviteli. Malozatratnaya modernizatsiya [Cyclonic dust col-



- lectors. Low-cost modernization]. *Chemical industry of Ukraine*, 2013, vol. 3, pp. 70–74.
12. *Atlas promyshlennykh pyley. Ch. 1. Letuchaya zola promyshlennykh elektrostantsiy* [Atlas of industrial dusts. P. 1. Fly ash from industrial power plants]. Ed. by L.Ya. Scryabin. Moscow, TsINTIkhimneftemash Publ., 1980. 48 p.
  13. Ziganshin M.G., Ziganshin A.M. *Laboratorno-prakticheskiy kurs pylegazoochistki. Ch.1* [Laboratory and practical course of dust and gas cleaning]. Kazan, KGASU Publ. house, 2012. 188 p.
  14. Ziganshin M.G., Ziganshin A.M. *Poluempiricheskaya model obrazovaniya avtosloya na tkannykh filtratsionnykh materialakh. Ch. 2. Opytnoe issledovanie filtratsii* [Semiempirical model of education autolayer on woven filtration materials. P. 2. Experimental study of filtration]. *Izvestiya Kazanskogo gosudarstvennogo arkhitekturno-stroitel'nogo universiteta*, 2009, vol. 1, no. 11, pp. 186–190.
  15. Eremkin A.I., Ziganshin M.G. *Stepen inertsiionnogo osazhdeniya vzheshennykh chastits v tsiklonnykh i vikhrevykh separatorakh. Verifikatsiya parametrov effektivnosti* [The degree of inertia deposition of suspended particles in cyclone and vortex separators. Verification of performance parameters]. *Nauchny vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo arkhitekturno-stroitel'nogo universiteta*, 2009, vol. 3, no. 15, pp. 137–145.
  16. Ziganshin M.G. *Teoreticheskie osnovy pylegazoochistki* [Theoretical bases of dusting]. Kazan, KGASU Publ. house, 2005. 262 p.
  17. Ziganshin M.G., Kolesnik A.A., Ziganshin A.M. *Proektirovanie apparatov pylegazoochistki* [Design of dusting devices]. St. Petersburg, Lan Publ., 2014. 544 p.
  18. Fassani F.L., Goldstein L. A study of the effect of high inlet solids loading on a cyclone separator pressure drop and collection efficiency. *Powder Technology*, 2000, vol. 3, no. 18, pp. 60–65.
  19. Hoffmann C., Vansanten A., Allen R.W.K., Clift R. Effects of geometry and solid loading on the performance of gas cyclones. *Powder Technology*, 1992, no. 13, pp. 83–91.
  20. Chu K.W., Wang B., Yu A.B., Vince A. CFD-DEM modeling of multiphase flow in dense medium cyclones. *Powder Technology*, 2009, vol. 1, no. 7, pp. 235–247.
  21. Hamdy O., Bassily M.A., El-Batsh H.M., Mekhail T.A. Numerical Study of the Effect of Changing the Cyclone Cone Length on the Gas Flow Field. *Applied Mathematical Modelling*, 2017, vol. 1, no. 26, pp. 81–97.
  22. Wang B., Chu K.W., Yu A.B., Vince A. Modeling the multiphase flow in a dense medium cyclone. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2009, no. 48, pp. 3628–3639.
  23. Zhou Z.Y., Kuang S.B., Chu K.W., Yu A.B. Assessments of CFD-DEM models in particle fluid flow modeling. *Journal of Fluid Mechanics*, 2010, no. 661, pp. 482–510.
  24. Ziganshin A.M., Gimadiyeva G.A., Batrova K.E. *Chislennoe issledovanie istecheniya iz bokovogo poslednego i srednego otverstiy* [Numerical research of expiration from side last and average openings]. *Sbornik statey I Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii, posvyashchennoy pamyati doktora tekhnicheskikh nauk, professora A.A. Sander* [Collection of articles of the All-Russian scientific and technical conference devoted to memory of the Dr. Sc., professor A.A. Sander]. Novosibirsk, Novosibirsk state University of architecture and civil engineering, 2017. pp. 103–111.
  25. Ziganshin A.M. *Snizhenie energozatrat pri dvizhenii potokov putem profilirovaniya fazonnykh chastey v kommunikatsiyakh energoustanovok* [Reduction of energy consumption in traffic flow by profiling fittings in communications power plants]. *Nadezhnost i bezopasnost energetiki*, 2015, vol. 1, no. 28, pp. 63–68.
  26. Ziganshin A.M., Alechenko I.S. *Soedinitelnyy fazonnyy element s profiliruyushchimi vstavkami* [Connecting shaped element with profiling inserts]. Patent RF, no. 2604264, 2016.
  27. Ziganshin A.M., Gimadiyeva A.G., Batova K.E. *Poteri davleniya i kharakteristiki strui, vykhodyashchey cherez srednee bokovoe otverstie* [Pressure drop and characteristics of the jet exiting through the secondary side opening]. *Izvestiya KazGASU*, 2017, vol. 4, no. 42, pp. 257–265.
  28. Logachev K.I., Ziganshin A.M., Averkova O.A., Logachev A.K. A survey of separated airflow patterns at inlet of circular exhaust hoods. *Energy & Buildings*, 2018, no. 173, pp. 58–70.

Received: 27 August 2019.

#### Information about the authors

**Albina T. Zamalieva**, engineer, LLC «Gazprom transgaz Kazan».

**Malik G. Ziganshin**, Dr. Sc., associate professor, Kazan State Energy University.

УДК 622.276

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОПРИТОКА НА ОСНОВАНИИ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ)

Дерендяев Роман Алексеевич<sup>1</sup>,  
omgwood19@gmail.com

Захаров Лев Андреевич<sup>2</sup>,  
lzakharov-ng@mail.ru

Мартюшев Дмитрий Александрович<sup>1</sup>,  
martyushevdi@inbox.ru

Дерендяев Константин Алексеевич<sup>1</sup>,  
k.derendyaev@yandex.ru

<sup>1</sup> Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, 614990, г. Пермь, пр. Комсомольский, 29.

<sup>2</sup> Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Россия, 614000, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29.

**Актуальность.** На текущий момент времени рост обводненности добываемой продукции является одной из причин, способствующей выводу скважин из эксплуатации. На месторождениях Пермского края насчитывается около 2,5 тысяч нефтяных скважин, и в 30 % из них продукция содержит более 70 % воды. Снижению обводненности добываемой продукции способствует проведение мероприятий по ограничению водопритока. Наиболее распространенными причинами высокой обводненности продукции добывающих скважин являются фильтрация воды через трещинные системы и высокопроницаемые (промытые) интервалы пласта, заколонные перетоки и образование конуса обводнения. Значительное количество воды в добываемой продукции скважин способствует увеличению скорости коррозии насосного оборудования и скорости отложения солей, а также приводит к повышенной нагрузке на систему сбора и подготовки нефти. Эффективность работ по ограничению водопритока может быть увеличена при определении оптимальных геолого-технических условий применения известных технологий, а также путем разработки и совершенствования методических подходов по их подбору.

**Цель:** повышение эффективности технологии ограничения водопритока на основании геолого-физических характеристик терригенных и карбонатных объектов.

**Объект:** терригенные и карбонатные коллектора месторождений Пермского края.

**Методы:** лабораторные исследования составов в свободном объеме (ГОСТ 26798.1–96 и ГОСТ 26798.2–96) и фильтрационные испытания на единичных керновых образцах (ГОСТ 26450.1–85, 26450.2–85, ОСТ 39–204–86 и 39–195–86).

**Результаты.** Обозначена особо актуальная проблема – подбор технологии для эффективного проведения мероприятий по ограничению водопритока, поскольку по каждой технологии получение максимального технологического эффекта укладывается в довольно узкий интервал геолого-физических характеристик пластов. Неправильный выбор технологии не только снижает технологическую эффективность обработки, но иногда приводит к получению отрицательных результатов, которые часто носят необратимый характер и для своего устранения требуют больших материальных затрат. Исходя из исследований в свободном объеме и фильтрационных испытаний, сформированы рекомендации по применению изученных составов для проведения работ по ограничению водопритока на терригенных и карбонатных коллекторах Пермского края.

### Ключевые слова:

Ограничение водопритока, ремонтно-изоляционные работы, водоизоляционные работы, составы для ограничения водопритока, физико-химические свойства составов, коэффициент восстановления проницаемости, снижение обводненности.

### Введение

В настоящее время большинство нефтяных месторождений Пермского края находится на 3 и 4 стадиях разработки (характеризуются медленным снижением уровня добычи нефти, ростом обводненности добываемой продукции). Высокая обводненность добываемой продукции является одной из причин, приводящих к выводу скважин из эксплуатации (рис. 1). В этой связи работы по ограничению и изоляции водопритоков являются неотъемлемой частью геолого-технических мероприятий, проводимых на месторождениях Пермского края [1–11].

Наиболее распространенными причинами высокой обводненности продукции добывающих скважин является фильтрация воды через трещинные системы и высокопроницаемые (промытые) интервалы пласта, заколонные перетоки и образование конуса обводнения. Значительное количество воды в добываемой продукции скважин способствует увеличению скорости коррозии насосного оборудования и скорости отложения солей, а также приводит к повышенной нагрузке на систему сбора и подготовки нефти [12–17].

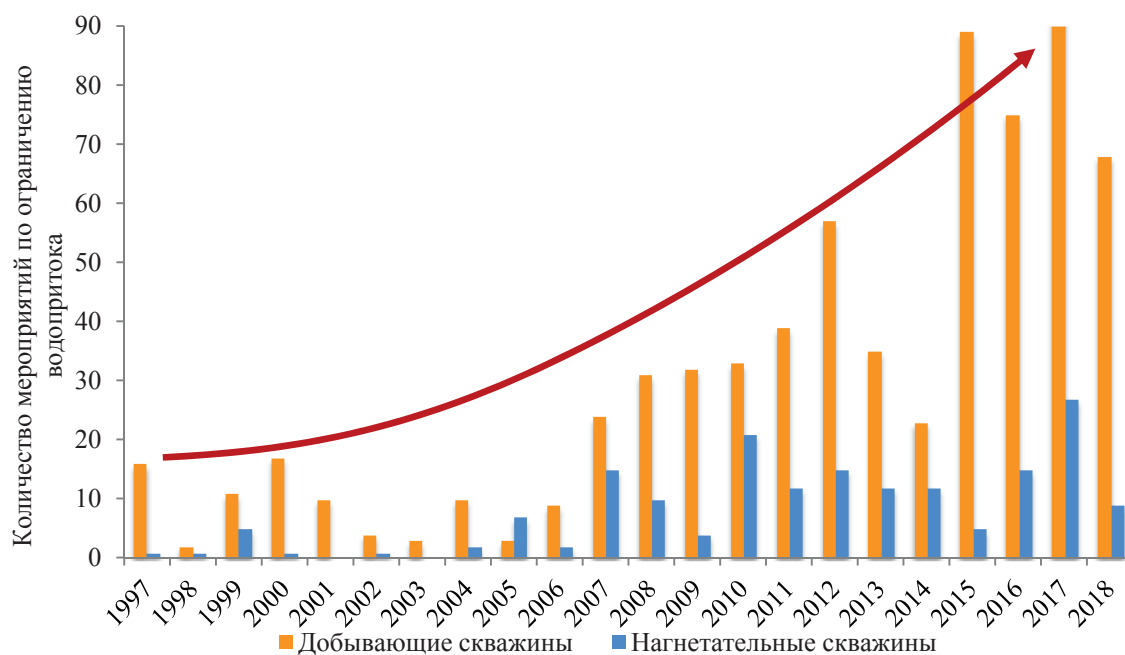


Рис. 1. Количество проведенных мероприятий по ограничению водопритока на добывающих и нагнетательных скважинах месторождений Пермского края по годам

Fig. 1. Number of measures taken to limit the water in the mining and injection wells of the Perm region by year

Развитие технологий и значительное многообразие геолого-физических характеристик разрабатываемых месторождений оказало влияние на создание большого количества различных материалов, что привело к существенному расширению технологий, применяемых при проведении мероприятий по ограничению водопритока, но их успешность остается достаточно низкой [18–21].

Эффективность мероприятий по ограничению водопритока может быть существенно увеличена, если определить диапазон геолого-физических характеристик пластов, в которых могут применяться составы. Данная работа посвящена повышению эффективности применения технологии по ограничению водопритока на основании геолого-физических характеристик изолируемого пласта для месторождений Пермского края.

Для проведения исследований были выбраны составы, нашедшие активное промышленное применение на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»: состав № 1, 2, 3 (реальные названия составов не указаны в связи с конфиденциальностью данной информации), но их использование не всегда приводит к ожидаемой технологической эффективности (снижению обводненности добываемой продукции). Свойства составов были исследованы и проанализированы в зависимости от областей их применения по отношению к терригенным коллекторам Шагиртско-Гожанского (объект Тл-Бб), Баклановского (объект Тл-Бб), Ярино-Каменноложского (объект Тл-Бб) и карбонатному объекту В<sub>3</sub>В<sub>4</sub> Московского месторождений. Выбор данных объектов обусловлен значительными остаточными извлекаемыми запасами нефти и в то же время высокой об-

водненностью добываемой продукции скважин. Основные геолого-физические характеристики исследуемых объектов представлены в табл. 1.

#### Лабораторные исследования составов в свободном объеме

Проведен полный комплекс исследований в свободном объеме, включающий в себя: определение физико-химических свойств составов (плотности, условной вязкости, фильтратоотдачи, консистенции и времени загустевания); стабильности составов при воздействии пластовых флюидов (вода и нефть обозначенных объектов); механических свойств составов в условиях проведения работ (прочность на сжатие и изгиб, сцепление с наружной огибающей поверхностью цементного камня); исследование кислоторастворимости составов. Результаты исследований представлены в табл. 2.

Состав № 1 может характеризоваться высокой проникающей способностью в поровое пространство горных пород благодаря высокой подвижности (низкая условная вязкость – 25 с) в сочетании с минимальной фильтратоотдачей (20,1 мл); умеренным характером реакции с соляной кислотой, что в случае некачественного проведения изоляционных работ дает возможность для его удаления из необходимого интервала.

Состав № 2 характеризуется отсутствием фильтратоотдачи (в составе отсутствует свободная вода), а также высоким показателем условной вязкости (122 с), что может привести к возможной трудности его миграции в изолируемый интервал/трещины цементного камня/поровое пространство при проведении изоляционных работ.

**Таблица 1.** Геолого-физическая характеристика исследуемых объектов

**Table 1.** Geological and physical characteristics of the studied objects

Параметр Parameter	Месторождение (объект)/Field (object)			
	Шагиртско- Гожанское (Тл-Б6) Shagirtsko- Gozhanskoe (Tl-Bb)	Баклановское (Тл-Б6) Baklanovskoe (Tl-Bb)	Ярино-Каменно- ложское (Тл-Б6) Yarino-Kamenn- lozhskoe (Tl-Bb)	Москудыинское (В3В4) Moskudyinskoe (B3B4)
Средняя глубина залегания, м/Average depth, m	-1315,0	-1664,0	-1750,0	-1087,0
Пористость, %/Porosity, %	19,0	20,0	18,0	16,0
Проницаемость, мД/Permeability, MD	1067,0	244,0	181,0	160,0
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м Average effective net weight, m	11,4	6,5	30,0	3,0
К-т песчанности, д.ед. Sandiness coefficient, share of units	0,4	0,46	0,62	0,4
Коэффициент расчлененности, д. ед. Dismemberment coefficient, share of units	2,5	4,3	4,5	3,7
Вязкость нефти в пласт. усл., мПа·с Oil viscosity at reservoir conditions, MPa·s	38,8	3,41	1,0	8,85
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т/Gas content, m <sup>3</sup> /t	18,3	28,8	160,0	190
Начальное пластовое давление, МПа Initial reservoir pressure, MPa	14,5	15,5	17,0	11,5

**Таблица 2.** Сравнение физико-химических свойств составов, применяемых для ограничения водопритока

**Table 2.** Comparison of physical and chemical properties of compositions for water shutoff treatment

Физико-химические свойства Physicochemical property	Показатель для состава Value for composition		
	№ 1	№ 2	№ 3
Плотность, кг/м <sup>3</sup> /Density, kg/m <sup>3</sup>	1769	1080	1890
Условная вязкость, с/Funnel viscosity, s	25	122	–
Растекаемость, мм/Spreadability, mm	–	–	230
Фильтратоотдача, мл/Filtrate recovery, ml	20,1	0	47,7
Время загустевания, мин/Thickening period, min	320	240	340
Параметр прочности после затворения (ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ)), МПа Strength after cement hardening, MPa	через 24 ч/168 ч (7 суток) over 24/7 days		
на изгиб/twist strength	2,9/4,4	-/10,9	2,2/3,6
на сжатие/compressive strength	11,9/12,2	-/-	5,1/8,9
на сцепление с наружной огибающей поверхностью/adhesion strength	2,2	- <sup>*</sup> /- <sup>**</sup>	3,7
Параметр прочности после взаимодействия с пластовой водой, МПа Strength after interaction with the reservoir water, MPa	через 24 ч/7 сут/30 сут over 24 hrs/7 days/30 days		
на изгиб/twist strength	3,7/4,4/3,8	-/10,9/16,0	3,6/3,8/3,6
на сжатие/compressive strength	12,1/12,3/12,0	-/10,8/15,7	8,8/8,7/8,6
Параметр прочности после взаимодействия с нефтью, МПа Strength after interaction with oil, MPa	через 24 ч/7 сут/30 сут over 24 hrs/7 days/30 days		
на изгиб/twist strength	3,7/4,5/4,5	-/10,8/15,7	3,6/4,0/4,0
на сжатие/compressive strength	12,1/12,4/12,3	-/-/-	8,8/8,9/8,8
Кислоторастворимость, уменьшение массы после 6 часов взаимодействия с 12 % HCl, % Acid solubility (mass decrease after 6 hrs of interaction with 12 % HCl)	14	0	17

\*При попытке определить прочность сцепления с наружной огибающей поверхностью образец состава № 2 «продавился», что помешало зафиксировать выдавливающие усилия.

\*When trying to determine the strength of adhesion to the outer envelope surface, the sample of composition No. 2 «was sold», which prevented the extruding force from being fixed.

\*\*По истечении 7 суток образец состава № 2 был извлечен из специальных форм-обойм без помощи пресса, что указывает на значительное снижение его адгезионных свойств.

\*\* After 7 days, a sample of composition No. 2 was removed from special mold holders without the aid of a press, which indicates a significant decrease in its adhesive properties.

Для состава № 3 отмечаются высокие значения показателя фильтрации (47,7 мл), что может способствовать «осушиванию» состава и, как следствие, низкой эффективности его проникновения в интервал изоляции; обладает длительным време-

нем загустевания, что в комплексе с протяженным этапом смены агрегатных состояний может привести к возникновению седиментационных явлений и образованию каналов для прорыва пластового флюида.

Стоит отметить, что все составы характеризуются необходимыми прочностными свойствами, превышающими нормативные показатели (прочность на изгиб/сжатие/сцепление с наружной огибающей поверхностью составляют 1,5/2,1/2,0 МПа соответственно).

Таким образом, на основании анализа результатов лабораторных исследований в свободном объеме установлено, что составы № 1 и 2 могут обладать высокой проникающей способностью в поровое пространство горных пород и, возможно, могут применяться для проведения водоизоляционных работ. С целью подтверждения данных выводов проведены фильтрационные испытания на единичных образцах керна обозначенных объектов.

#### Фильтрационные исследования на единичных керновых образцах

Для фильтрационных исследований использовались терригенные образцы керна с фазовой проницаемостью по воде от 173,4 до 1383,8 мД и карбонатные образцы – от 20,3 до 660,8 мД. Порядок проведения фильтрационных исследований тестируемых составов следующий: образцы помещаются в установку исследования керна, где производится моделирование пластовых условий; далее насыщение пластовой нефтью путем фильтрации через керн с расходом 0,1 см<sup>3</sup>/мин; выдержка насыщенного пластовыми флюидами кернового образца при пластовых условиях в течение 24 часов для стабилизации свойств системы порода–флюид; далее определяется проницаемость по нефти образцов керна с остаточной водонасыщенностью в прямом направлении «пласт–скважина» при создании пластового давления; насыщение керна с использованием пробы пластовой воды путем фильтрации через керн с расходом 0,1 см<sup>3</sup>/мин в объеме 3–10 поровых объемов образца; определяется проницаемость по воде образцов керна с остаточной нефтенасыщенностью в прямом направлении «пласт–скважина» при создании пластового давления; после создания пластового давления с фильтрацией пластовой воды в прямом направлении через водонасыщенный керновый образец с остаточной нефтенасыщенностью осуществляется закачка состава в направлении «пласт–скважина» с расходом 0,1 см<sup>3</sup>/мин; выдержка состава в течение времени ОЗЦ (24 часа). На время ОЗЦ создается давление, равное зафиксированному в конце закачки (продавки), но не более 50 атм. Затем определяется проницаемость по воде образцов керна после воздействия состава в направлении «пласт–скважина».

Эффективность ограничения водопритока составами оценивалась с помощью коэффициента восстановления (изменения) проницаемости керновых образцов. Данный коэффициент определяется как отношение фазовой проницаемости образца после закачки состава и до его закачки по формуле (1):

$$K_{\text{восст}} = \frac{K_{\text{в}2}}{K_{\text{в}1}} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где  $K_{\text{восст}}$  – коэффициент восстановления (изменения) проницаемости;  $K_{\text{в}1}$  – проницаемость керна по воде до закачки состава, мД;  $K_{\text{в}2}$  – проницаемость керна по воде после закачки состава, мД.

В процессе моделирования опытов фиксировалось давление закачки и объем состава, проникающего в поровое пространство образца (рис. 2–4).

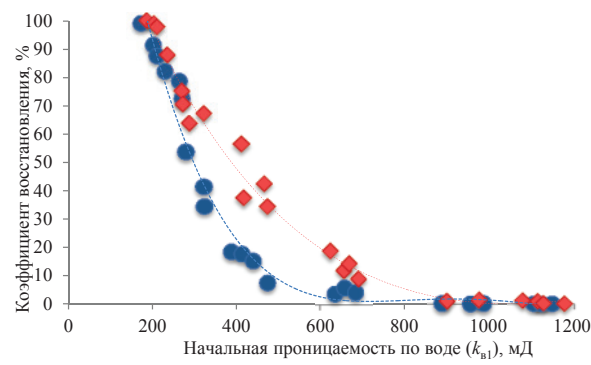


Рис. 2. Зависимость коэффициента восстановления проницаемости после закачки составов № 1 и 2 от проницаемости по воде до обработки (терригенный коллектор)

Fig. 2. Dependence between permeability recovery factor after using composition no. 1 and 2 and water permeability before treatment (terrigenous collector)

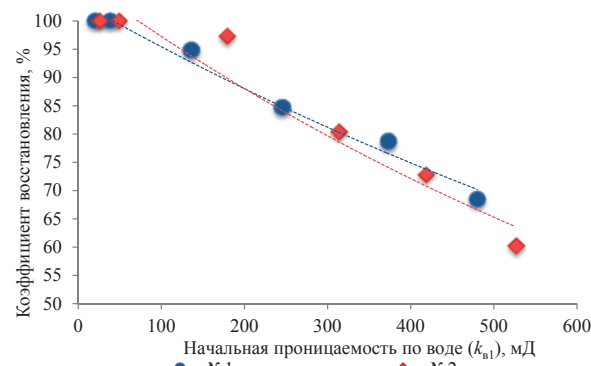


Рис. 3. Зависимость коэффициента восстановления проницаемости после закачки составов № 1 и 2 от проницаемости по воде до обработки (карбонатный коллектор)

Fig. 3. Dependence between permeability recovery factor after using composition no. 1 and 2 and water permeability before the treatment (carbonate collector)

Фильтрационные опыты состава № 3 проведены с использованием терригенных образцов керна с фазовой проницаемостью по воде от 1280,5 до 1383,8 мД и карбонатных образцов – от 570,4 до 660,8 мД. Отмечается низкая проникающая способность ( $K_{\text{восст}}=94 \%$ ) состава № 3 в высокопроницаемые терригенные образцы керна целевых объектов и образование корки на входе в керновые образцы. В карбонатные образцы керна проникновение состава не происходит, и также отмечается образование корки на входе в образцы.

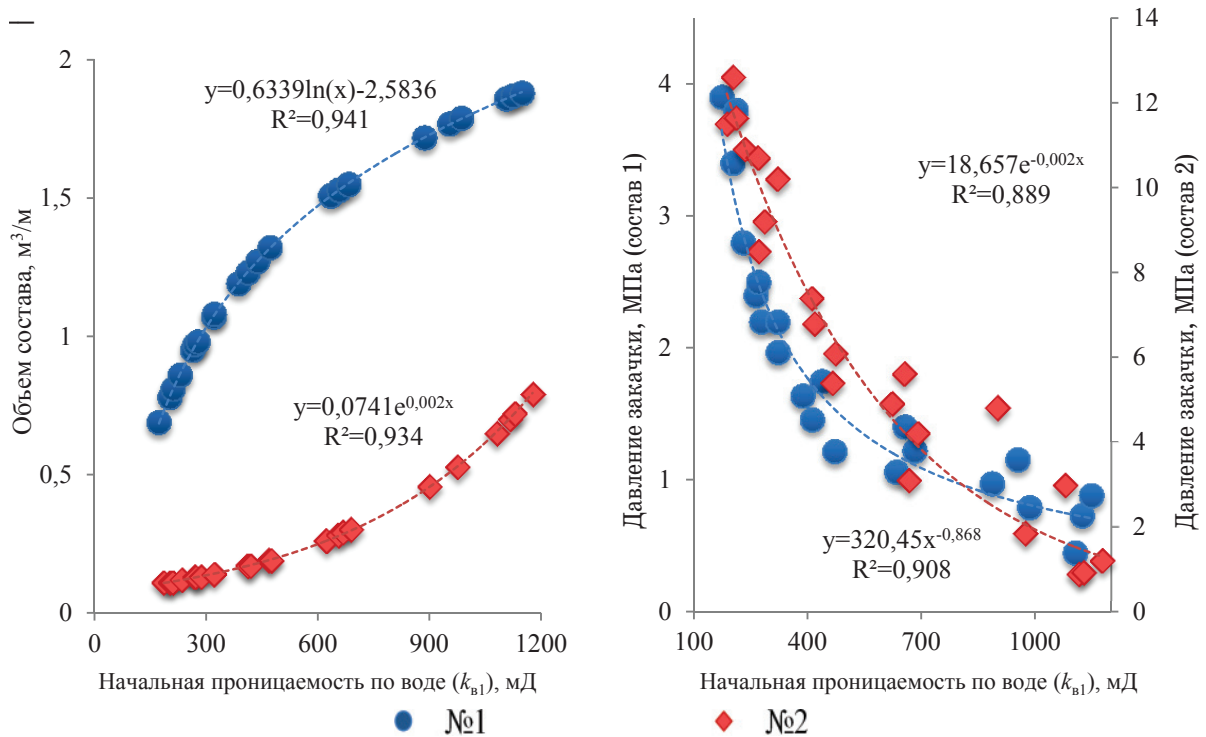


Рис. 4. Зависимость объема (слева) и давления закачки (справа) состава № 1 и 2 от проницаемости по воде до обработки (терригенный коллектор)

Fig. 4. Dependence between volume (left) and pumping pressure (right) of compositions no. 1 and 2 and water permeability before treatment (terrigenous collector)

Применительно к исследованию карбонатных образцов керна наблюдается тенденция снижения коэффициента восстановления проницаемости при увеличении проницаемости коллектора. Однако при проведении фильтрационных испытаний на образцах керна карбонатного типа с проницаемостью менее 500 мД исследовалась закачка изоляционных составов только в поровое пространство матрицы. Применительно к карбонатному типу коллектора также необходимо учитывать трещиноватость пород, так как при наличии последней в породе даже с низким значением проницаемости (менее 500 мД) проникновение изоляционного состава может быть успешным ввиду высокого значения трещинной проницаемости.

Для определения фильтрационных свойств состава № 3 были проведены дополнительные исследования на фильтр-прессе НТНР (использовались керамические диски с проницаемостью от 100 до 1500 мД) и на насыпной модели (проницаемость от 500 до 1500 мД). Исследования, проведенные на фильтр-прессе НТНР и насыпной модели, еще раз доказывают, что состав № 3 не обладает необходимыми свойствами для проникновения в пласт (проницаемость керамических дисков и насыпной модели практически не изменилась) с целью проведения водоизоляционных работ: на входе в керамический диск (рис. 5, а) и насыпную модель (рис. 5, б) образуется корка, которая характеризуется отсутствием проницаемости по воде и высокими

деформационно-прочностными характеристиками, указывающими на эффективное использование состава № 3 при проведении ремонтно-изоляционных работ.

#### Алгоритм подбора состава для проведения мероприятий по ограничению водопритока

По результатам проведенных исследований разработан алгоритм оперативной оценки технологической эффективности (коэффициента восстановления проницаемости) применяемых составов для использования их для технологии ограничения водопритока на анализируемых объектах; объема состава и максимального давления закачки (рис. 6).

Фазовая проницаемость по воде определяется с помощью интерпретации данных гидродинамических исследований (КВУ или КВД), проведенных на скважине перед мероприятием по ограничению водопритока, но данные исследования проводятся не всегда. Поэтому, исходя из практического опыта, а также обзора научной литературы [22, 23], предложены зависимости удельной приемистости пласта как функции от проницаемости для анализируемых объектов (табл. 3).

Следует отметить, что при удельной приемистости пласта менее 0,6 м³/ч·МПа необходимо провести дополнительные меры по интенсификации для более глубокого проникновения состава в пласт. При удельной приемистости пласта более 2,1 м³/ч·МПа часто возникает проблема предвари-

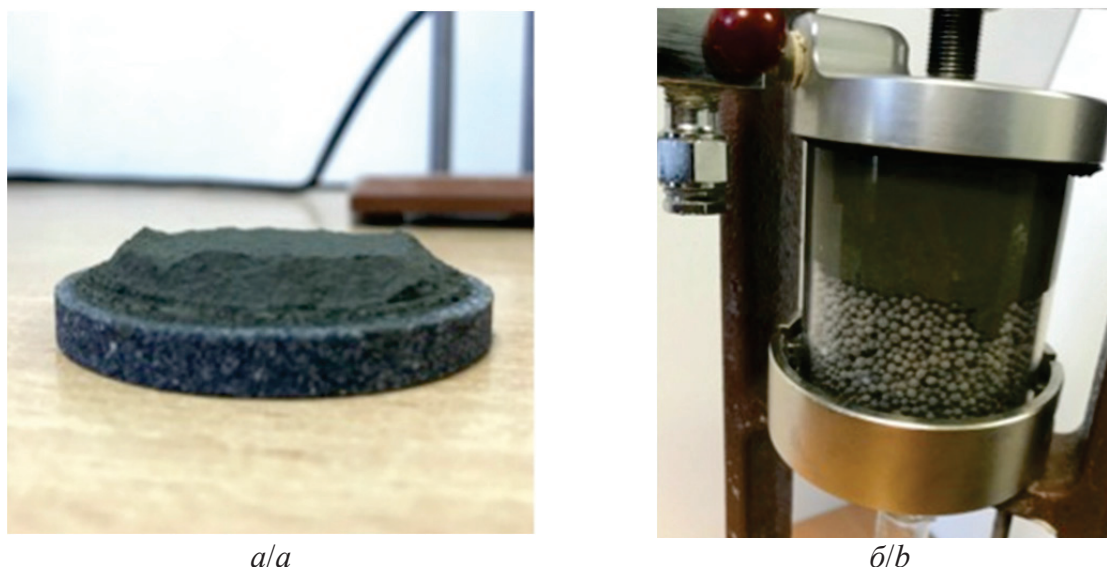


Рис. 5. Исследование состава № 3: а) фильтрационная корка на керамическом диске, полученная в результате исследования на фильтр-прессе НТНР; б) проведение испытаний на насыпной модели пласта – отмечается практически полное отсутствие проникновения состава

Fig. 5. Study of composition no. 3: a) filter film on a ceramic disc, obtained as a result of research on the filter press НТНР; b) testing on the bulk reservoir model – there is almost complete lack of penetration of the composition

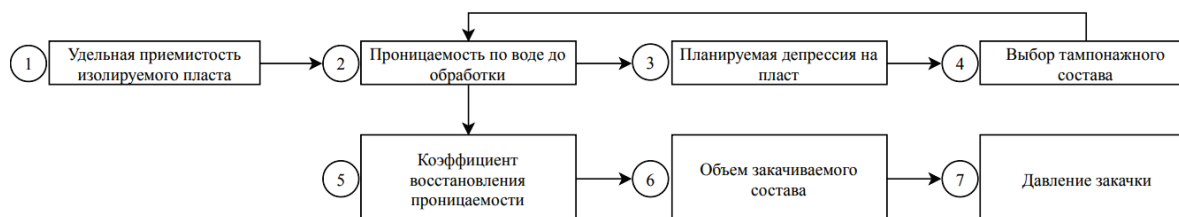


Рис. 6. Поэтапный алгоритм подбора технологии для ограничения водопритока на терригенном и карбонатном типе коллектора

Fig. 6. Phased algorithm for selecting technology to limit water inflow on a terrigenous and carbonate type of reservoir

тельного снижения приемистости объекта изоляции для создания необходимых условий затвердевания закачиваемых в последующем составов. Таким образом, при приемистости более данного значения необходимо провести предварительную кольматацию кислоторастворимыми материалами. При удельной приемистости пласта, находящейся в диапазоне 0,6–2,1 м<sup>3</sup>/ч·МПа, возможно закачивание в объект изоляции различных составов [24, 25].

В табл. 4, 5 представлены эмпирические зависимости для оперативной оценки технологической эффективности от проведения работ по ограничению водопритока составами № 1 и 2 в зависимости от начальной проницаемости пласта.

Таким образом, по полученным эмпирическим зависимостям перед планируемым мероприятием по ограничению водопритока возможно оперативно оценить его технологическую эффективность от использования состава в определенных геолого-физических условиях, необходимый объем состава на 1 м толщины пласта, максимальное ожидаемое давление закачки и в дальнейшем рассчитать экономический эффект от данного мероприятия.

Таблица 3. Зависимость удельной приемистости изолируемого пласта от проницаемости

Table 3. Dependence of specific intake capacity of the collector on its permeability

Месторождение (объект) Field (reservoir)	Коэффициент приемистости пласта, $K_{\text{прим}}=f(k_0)$ , м <sup>3</sup> /ч·МПа Specific intake capacity (spec. IC), $f(k_w)$ , м <sup>3</sup> /hr·MPa
Шагиртско-Гожанское (Тл-Бб) Shagirtsko-Gozhanskoe (Tl-Bb)	$K_{\text{прим}}=0,000293k_0$ spec. IC=0,000293 $k_w$
Баклановское (Тл-Бб) Baklanovskoe (Tl-Bb)	$K_{\text{прим}}=0,002585k_0$ spec. IC=0,002585 $k_w$
Ярино-Каменноложское (Тл-Бб) Yarino-Kamennolozhskoe (Tl-Bb)	$K_{\text{прим}}=0,011381k_0$ spec. IC=0,011381 $k_w$
Москудьинское (В <sub>3</sub> В <sub>4</sub> ) Moskud'inskoe (V <sub>3</sub> V <sub>4</sub> )	$K_{\text{прим}}=0,002332k_0$ spec. IC=0,002332 $k_w$

### Заключение

В работе обозначена особо актуальная проблема – подбор состава (технологии) для эффективного проведения мероприятий по ограничению водопритока, поскольку по каждой технологии достижение эффективности укладывается в определенный (довольно узкий) интервал геолого-физических харак-

**Таблица 4.** Зависимости для оперативной оценки технологической эффективности применения составов № 1 и 2 для ограничения водопритока на терригенных объектах

**Table 4.** Dependences for estimation of technological effectiveness for water shutoff treatment compositions no. 1 and 2 in terrigenous collector

Показатель Property	Состав/Composition	
	№ 1	№ 2
Технологическая эффективность, $K_{\text{восст}}$ , % Effectiveness, $K_{\text{eff}}$ , %	$K_{\text{восст}}=623,8 \cdot 2,7^{-0,009k_p}$	$K_{\text{восст}}=463,09 \cdot 2,7^{-0,006k_p}$
Объем состава, $\text{м}^3/\text{м}$ Composition volume, $\text{m}^3/\text{m}$	$V_{\text{сост}}=0,664 \ln(k_B) - 2,583$	$V_{\text{сост}}=0,0741 \cdot 2,7^{-0,002k_p}$
Максимальное давление закачки, МПа Max pumping pressure, MPa	$P_{\text{зак. макс}}=320,45 k_B^{-0,868}$	$P_{\text{зак. макс}}=18,657 \cdot 2,7^{-0,002k_p}$

**Таблица 5.** Зависимости для оперативной оценки технологической эффективности применения составов № 1 и 2 для ограничения водопритока на карбонатном объекте

**Table 5.** Dependences for estimation of technological effectiveness for water shutoff treatment compositions no. 1 and 2 in carbonate collector

Показатель Property	Состав/Composition	
	№ 1	№ 2
Технологическая эффективность, $K_{\text{восст}}$ , % Effectiveness, $K_{\text{eff}}$ , %	$K_{\text{восст}}=103,46 \cdot 2,7^{-0,0008k_p}$	$K_{\text{восст}}=107,45 \cdot 2,7^{-0,001k_p}$
Объем состава, $\text{м}^3/\text{м}$ Composition volume, $\text{m}^3/\text{m}$	$V_{\text{сост}}=0,435 \ln(k_B) - 1,5453$	$V_{\text{сост}}=0,032 \cdot 2,7^{-0,004k_p}$
Максимальное давление закачки, МПа Max pumping pressure, MPa	$P_{\text{зак. макс}}=48,188 k_B^{-0,198}$	$P_{\text{зак. макс}}=42,76 k_B^{-0,151}$

\* зависимости возможно эффективно использовать в диапазоне значений проницаемости до 500 мД.

\* dependencies can be effectively used in the range of permeability values up to 500 mD.

теристик пластов. Неправильный выбор технологии не только снижает технологическую эффективность обработки, но иногда приводит к получению отрицательных результатов, которые часто носят необратимый характер и для своего устранения требуют больших материальных затрат.

В рамках проведения исследований определены основные геолого-физические и технологические факторы, влияющие на эффективность работ по ограничению водопритока. Исходя из исследований в свободном объеме и фильтрационных испытаний, сформированы рекомендации по применению трех составов для проведения работ по ограничению водопритока на терригенных (Шагиртско-Гожанское (Тл-Бб), Баклановское (Тл-Бб), Ярино-Каменноложское (Тл-Бб) месторождения) и карбонатном (Москудьинское месторождение ( $\text{B}_3\text{B}_4$ )) объектах.

Предложенный поэтапный алгоритм выбора состава и оценки технологических параметров возможно использовать для определения технологической эффективности планируемого мероприятия по ограничению водопритока без проведения долговременных и дорогостоящих исследований, а также непосредственно перед мероприятием оценить его экономическую целесообразность.

Предложенный поэтапный алгоритм выбора состава и оценки технологических параметров возможно использовать для определения технологической эффективности планируемого мероприятия по ограничению водопритока без проведения долговременных и дорогостоящих исследований, а также непосредственно перед мероприятием оценить его экономическую целесообразность.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Байкова Е.Н., Муслимов Р.Х. Опыт применения технологий ограничения водопритока и ремонтно-изоляционных работ в трещиноватых карбонатных коллекторах // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 3. – Ч. 1. – С. 175–185.
- Габдрахманов Т.Н. Применение реагентов ООО Научно-производственная фирма «ИНТЕХСЕРВИС» в технологиях для ограничения водопритока в скважины (водоизоляции) // Инженерная практика. – 2015. – № 8. URL: <https://clck.ru/ErcpG/> (дата обращения 01.12.2018).
- Лотов В.А. О взаимодействии частиц цемента с водой или вариант механизма процессов гидратации и твердение цемента // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 1. – С. 99–110.
- Кубрак М.Г. Опыт применения ремонтно-изоляционных работ (РИР) на Самотлорском месторождении // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 2. – С. 82–94.
- Кунакова А.М. Неорганическая гелеобразующая композиция для ограничения водопритока в карбонатных трещиновато-пористых коллекторах // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 114–116.
- Abdullah Saleh Al-Yami, Jothibasu Ramasamy, Vikrant Wagle. Chemical additives for oil well cementing // Research & Reviews: journal of chemistry. – 2017. – V. 6. – Iss. 4. – P. 1–14.
- Eric B., Joel F., Grace O. Oil well cement additives: a review of the common types // Oil & Gas Research. – 2016. – V. 2. – Iss. 2. URL: <https://clck.ru/EpfyH/> (дата обращения 01.12.2018).
- Laboratory investigation on performance of cement using different additives schemes to improve early age compressive strength / Muhannad Talib Shuker, Khalil Rehman Memon, Saleem Qadir Tunio, Muhammad Khan Memon // Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology. – 2014. – V. 11. – Iss. 7. – P. 2298–2305.
- Development and thermal performance verification of composite insulation boards containing foam-encapsulated vacuum insulation panels / K. Biswas, A. Desjarlais, D. Smith, J. Letts, T. Jiang // Applied Energy. – 15 October 2018. – V. 228. – P. 1159–1172.
- Chromium uptake by lettuce as affected by the application of organic matter and Cr (VI)-irrigation water: Implications to the land use and water management / S. Raptis, D. Gasparatos, M. Economou-Eliopoulos, A. Petridis // Chemosphere. – November 2018. – V. 210. – P. 597–606.



11. Лымарь И.В. Обзор новых технологий изоляции водопритока, внедренных на нефтяных месторождениях Республики Беларусь // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 5. – С. 122–132.
12. Водоизоляционные работы в условиях конусообразования / Т.Р. Балдина, А.В. Распопов, А.С. Казанцев, С.А. Кондратьев, И.В. Аверина, М.С. Бадлюк, С.Н. Глазырин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 118–120.
13. Построение технологии по отключению обводненных интервалов продуктивного пласта / В.А. Стрижнев, С.А. Вежнин, О.Т. Мусин, Т.Э. Нигматуллин // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 1. – С. 8–11.
14. Анализ мирового опыта применения тампонажных материалов при ремонтно-изоляционных работах / В.А. Стрижнев, А.В. Корнилов, В.И. Никишов, В.Г. Уметбаев // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 4. – С. 28–34.
15. Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2010. – 344 с.
16. Выбор технологии РИР по отключению верхних и промежуточных пластов / В.А. Стрижнев, А.Ю. Пресняков, О.А. Тяпов, В.Г. Уметбаев // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 7. – С. 42–45.
17. Исследование влияния температуры на период гелеобразования и прочность водоизолирующего состава на основе карбоксиметилцеллюлозы / А.М. Шагиахметов, Д.С. Тананыхин, Д.А. Мартюшев, А.В. Лекомцев // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 96–99.
18. Al-Muntasheri Gh.A. Conformance control with polymer gels: what it takes to be successful // Arabian journal for science and engineering. – June 2012. – V. 37. – Iss. 4. – P. 1131–1141.
19. Boyun Guo, Xinghui Liu, Xuehao Tan. Petroleum production engineering. 2<sup>nd</sup> ed. – Cambridge: Gulf Professional Publishing, 2017. – 780 p.
20. Remediation of leakage through annular cement using a polymer resin: a laboratory study / J. Todorovic, M. Røphaug, E. Lindeberg, T. Vralstad, M-L. Buddensiek // Energy procedia. – January 2016. – V. 86. – P. 442–449.
21. Enhancing wellbore cement integrity with microbially induced calcite precipitation (MICP): a field scale demonstration / A.J. Phillips, E. Troyer, R. Hiebert, C. Kirkland, R. Gerlach, A.B. Cunningham, L. Spangler, J. Kirksey, W. Rowe, R. Esposito // Journal of petroleum science and engineering. – December, 2018. – V. 171. – P. 1141–1148.
22. Hatzignatiou D.G., Giske N.H., Stavland A. Polymer and Polymer-Based Gelants for Improved Oil Recovery and Water Control Applications in Naturally Fractured Chalk Formations // Chemical Engineering Sciences. – September 2018. – V. 187. – P. 302–317.
23. Опыт и перспективы применения технологий ограничения водопритока на месторождениях Пермского края / А.В. Распопов, А.С. Казанцев, Д.В. Андреев, И.В. Аверина, Д.Д. Сидоренко, С.Н. Глазырин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 9. – С. 41–45.
24. Опытные-промышленные испытания тампонажного состава Рельпол для ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны / А.В. Лекомцев, П.Ю. Илюшин, Е.О. Третьяков, Л.А. Захаров // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 3. – С. 26–28.
25. Стрижнев К.В., Стрижнев В.А. Выбор тампонажного материала для обоснования технологии ремонтно-изоляционных работ // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 9. – С. 108–111.

Поступила: 14.12.2018 г.

#### Информация об авторах

**Дерендяев Р.А.**, магистр Пермского национального исследовательского политехнического университета.

**Захаров Л.А.**, инженер отдела создания и мониторинга гидродинамических моделей филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

**Мартюшев Д.А.**, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

**Дерендяев К.А.**, бакалавр Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.276

## IMPROVING THE EFFICIENCY OF APPLICATION OF TECHNOLOGY ON WATER PERFORMANCE LIMITATION BASED ON GEOLOGICAL AND PHYSICAL CHARACTERISTICS OF THE PLATES (ON THE EXAMPLE OF DEPOSITS OF THE PERM REGION)

Roman A. Derendyaev<sup>1</sup>,  
omgvood19@gmail.com

Lev A. Zakharov<sup>2</sup>,  
lzakharov-ng@mail.ru

Dmitry A. Martyushev<sup>1</sup>,  
martyushev@inbox.ru

Konstantin A. Derendyaev<sup>1</sup>,  
k.derendyaev@yandex.ru

<sup>1</sup> Perm National Research Polytechnic University,  
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

<sup>2</sup> Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm,  
29, Sovetskoy Armii street, Perm, 614000, Russia.

**The relevance.** Nowadays the increasing water cut of produced fluid could be the main cause to stop well exploration. There are approximately 2500 production wells in Perm region. Nearly the third of them work with the water cut more than 70 %. Water shutoff treatment in producing wells could decrease water cut. The most common reasons for excess water inflow are water breakthrough in fractured rocks or highly permeable intervals of the layer, water coning, behind-the-casing flow or casing defects. High water cut could accelerate the corrosion and increase salt deposition, which is harmful for the submersible equipment. The formed water-oil emulsion burdens the gathering system and it is hard to break high volumes of this emulsion. It is possible to increase the effectiveness of water shutoff treatment in case of optimal geological conditions for existing technologies or optimized methods of technology selection.

**The main aim** of the study is to increase the effectiveness of technologies for water shutoff treatment based on geological characteristics of reservoir.

**Objects:** terrigenous and carbonate collectors of Perm region.

**Methods:** laboratory tests of grouting compositions, filtration tests through core samples.

**Results.** Each technology for water restriction is effective in narrow range of geological conditions, so the problem is relevant. In case of wrong choice of the technology, its effectiveness decreases significantly. It might also irreversibly damage the collector and the recovery could be expensive. The authors checked the basic geological and technological factors, which influence the effectiveness of water restriction in production wells. According to the research we formed recommendations for using the reviewed compositions for terrigenous and carbonate reservoirs in Perm region.

### Key words:

Restriction of water inflow, repair and insulation works, waterproofing works, compositions for restricting water inflow, physicochemical properties of the compositions, coefficient of restoration of permeability, reduction of watering.

### REFERENCES

1. Baikova E.N., Muslimov R.Kh. Experience of use of technologies of restriction of water inflow and repair and isolation works in fractured carbonate reservoir. *Georesources*, 2016, vol. 18, no. 3, P. 1, pp. 175–185. In Rus.
2. Gabdrakhmanov T.N. Use of reagents of LLC NPF «IN-TEKHSERVICE» in technologies for restriction of water inflow to wells (water isolation). *Engineering practice*, 2015, no. 8. In Rus. Available at: <https://clck.ru/EpcpG/> (accessed 1 December 2018).
3. Lotov V.A. On the interaction of cement particles with water or a variant of the mechanism of hydration processes and hardening of cement. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 1, pp. 99–110. In Rus.
4. Kubrak M.G. Experience of application of the repair and insulating works (RIW) on Samotlor field. *Oil and Gas Engineering*, 2011, no. 2, pp. 82–94. In Rus.
5. Kunakova A.M. Inorganic gel-forming composition for restriction of water inflow in carbonate fractured-porous reservoirs. *Oil Industry*, 2015, no. 11, pp. 114–116. In Rus.
6. Abdullah Saleh Al-Yami, Jothibasu Ramasamy, Vikrant Wagle. Chemical additives for oil well cementing. *Research & Reviews: journal of chemistry*, 2017, vol. 6, Iss. 4, pp. 1–14
7. Eric B., Joel F., Grace O. Oil well cement additives: a review of the common types. *Oil & Gas Research*, 2016, vol. 2, Iss. 2. Available at: <https://clck.ru/EpfyH> (accessed 1 December 2018).
8. Muhannad Talib Shuker, Khalil Rehman Memon, Saleem Qadir Tunio, Muhammad Khan Memon. Laboratory investigation on performance of cement using different additives schemes to improve early age compressive strength. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, 2014, vol. 11, Iss. 7, pp. 2298–2305.
9. Biswas K., Desjarlais A., Smith D., Letts J., Jiang T. Development and thermal performance verification of composite insulation boards containing foam-encapsulated vacuum insulation panels. *Applied Energy*, 15 October 2018, vol. 228, pp. 1159–1172.
10. Raptis S., Gasparatos D., Economou-Eliopoulos M., Petridis A. Chromium uptake by lettuce as affected by the application of organic matter and Cr (VI)-irrigation water: Implications to the

- land use and water management. *Chemosphere*, November 2018, vol. 210, pp. 597–606.
11. Lymar I.V. The review of the new technologies of isolation of water inflow introduced on oil fields of Republic of Belarus. *Oil and Gas Engineering*, 2011, no. 5, pp. 122–132. In Rus.
  12. Baldina T.R., Raspopov A.V., Kazantsev A.S., Kondratev S.A., Averina I.V., Badliuk M.S., Glazyrin S.N. Water isolation work in the conditions of a coning. *Oil Industry*, 2015, no. 11, pp. 118–120. In Rus.
  13. Strizhnev V.A., Kornilov A.V., Nikishov V.I., Umetbaev V.G. The analysis of international experience of use of grouting composition during the repair and isolation work. *Oilfield engineering*, 2008, no. 4, pp. 28–34. In Rus.
  14. Strizhnev V.A., Vezhnin S.A., Musin O.T., Nigmatullin T.E. Creation of technology for switching off the watercut intervals of productive reservoir. *Oilfield engineering*, 2015, no. 1, pp. 8–11. In Rus.
  15. Kleshchenko I.I., Zozulia G.P., Iagafarov A.K. *Teoriia i praktika remontno-izoliatsionnykh rabot v neftianyykh i gazovykh skvazhinakh* [Theory and practice of repair and isolation works in oil and gas wells]. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 2010. 344 p.
  16. Strizhnev V.A., Presnyakov A.Iu., Tiapov O.A., Umetbaev V.G. Choice of RIW technology for switching off the top and intermediate layers. *Oilfield engineering*, 2009, no. 7, pp. 42–45. In Rus.
  17. Shagiakhmetov A.M., Tananykhin D.S., Martiushev D.A., Lekomtsev A.V. Research of influence of temperature on jellification and durability of the water isolating structure on the basis of carboxymethylcellulose. *Oil Industry*, 2016, no. 7, pp. 96–99. In Rus.
  18. Al-Muntasheri Gh.A. Conformance control with polymer gels: what it takes to be successful. *Arabian journal for science and engineering*, June 2012, vol. 37, Iss. 4, pp. 1131–1141.
  19. Boyun Guo, Xinghui Liu, Xuehao Tan. *Petroleum production engineering*. 2<sup>nd</sup> ed. Cambridge, Gulf Professional Publishing, 2017. 780 p.
  20. Todorovic J., Raphaug M., Lindeberg E., Vralstad T., Buddensiek M-L. Remediation of leakage through annular cement using a polymer resin: a laboratory study. *Energy procedia*, January 2016, vol. 86, pp. 442–449.
  21. Phillips A.J., Royer E.T., Hiebert R., Kirkland C., Gerlach R., Cunningham A.B., Spangler L., Kirksey J., Rowe W., Esposito R. Enhancing wellbore cement integrity with microbially induced calcite precipitation (MICP): a field scale demonstration. *Journal of petroleum science and engineering*, December 2018, vol. 171, pp. 1141–1148.
  22. Hatzignatiou D.G., Giske N.H., Stavland A. Polymer and Polymer-Based Gelants for Improved Oil Recovery and Water Control Applications in Naturally Fractured Chalk Formations. *Chemical Engineering Sciences*, September 2018, vol. 187, pp. 302–317.
  23. Raspopov A.V., Kazantsev A.S., Andreev D.V., Averina I.V., Sidorenko D.D., Glazyrin S.N. Experience and prospects of use of technologies of restriction of water inflow on fields of Perm region. *Geology, geophysics and development oil and gas fields*, 2016, no. 9, pp. 41–45. In Rus.
  24. Lekomtsev A.V., Ilyushin P.Yu., Tretiakov E.O., Zakharov L.A. Experiment testing of grouting composition Relpol for the elimination of leaks operational columns. *Oil-engineer*, 2017, no. 3, pp. 26–28. In Rus.
  25. Strizhnev K.V., Strizhnev V.A. The choice of grouting composition for substantiating of technology of repair and insulating works. *Oil Industry*, 2006, no. 9, pp. 108–111. In Rus.

Received: 14 December 2018.

#### Information about the authors

**Roman A. Derendyaev**, student, Perm National Research Polytechnic University.

**Lev A. Zakharov**, engineer, branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm.

**Dmitry A. Martyushev**, Cand. Sc., assistant professor, Perm National Research Polytechnic University.

**Konstantin A. Derendyaev**, student, Perm National Research Polytechnic University.

УДК 622.691.4.053

## УСТРАНЕНИЕ ТУПИКОВОЙ ВИБРАЦИИ ТРУБОПРОВОДНОЙ ОБВЯЗКИ КОМПРЕССОРНОГО ЦЕХА В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Бураншин Айдар Раисович<sup>1</sup>,  
aidarburanshin@mail.ru

Годовский Дмитрий Александрович<sup>1</sup>,  
diingo1@mail.ru

Токарев Артём Павлович<sup>1</sup>,  
art-tokarev@yandex.ru

<sup>1</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

**Актуальность исследования.** В настоящее время растет роль мероприятий, направленных на повышение надежности оборудования при магистральном трубопроводном транспорте природного газа. К факторам, негативно влияющим на надежность эксплуатации оборудования компрессорных станций магистральных газопроводов, относится возникающая по различным причинам повышенная вибрация. Одной из таких причин является сочетание определенных геометрических размеров трубопроводных коммуникаций и высоких расходов технологического газа.

**Цель:** уточнить режимы работы компрессорного цеха с 8 полнапорными агрегатами, позволяющие снизить интенсивность тупиковой вибрации, наблюдающейся в трубопроводной обвязке отключенных газоперекачивающих агрегатов.

**Объект:** участок трубопроводных коммуникаций компрессорных станций от коллектора циклонных пылеуловителей до входного коллектора компрессорного цеха, тройники с отводами к газоперекачивающим агрегатам, отключенными кранами № 1 от входного коллектора.

**Методы:** вибрационное диагностирование трубопроводной обвязки на существующей компрессорной станции; математическое моделирование режимов работы компрессорного цеха с применением численного решения (гидравлический расчет в сочетании с расчетом собственных частот и частот вынуждающей силы).

**Результаты.** Предложен способ устранения тупиковых колебаний в рамках эксплуатации, уточняющий требования нормативной документации. Разработана методика оценки условий возникновения тупиковых колебаний, которая основана на гидравлическом расчете кольцевого газопровода высокого давления с отборами. Рассмотрены два режима компрессорного цеха с 8 полнапорными нагнетателями с производительностью в 100 млн м<sup>3</sup>/сут. на отстройку от резонанса. В результате проведенных расчетов с края компрессорного цеха уменьшено количество газоперекачивающих агрегатов, которые необходимо эксплуатировать для устранения тупиковых колебаний, по сравнению с рекомендациями нормативной документации. Это позволяет выводить в резерв второй газоперекачивающий агрегат с края компрессорного цеха и, следовательно, снизить скорость наработки данного газоперекачивающего агрегата при устранении повышенной тупиковой вибрации трубопроводной обвязки газоперекачивающего агрегата.

### Ключевые слова:

Трубопроводная обвязка, гидравлический расчет, технологический трубопровод, тупиковые колебания, вибрация, пульсация газа, компрессорный цех.

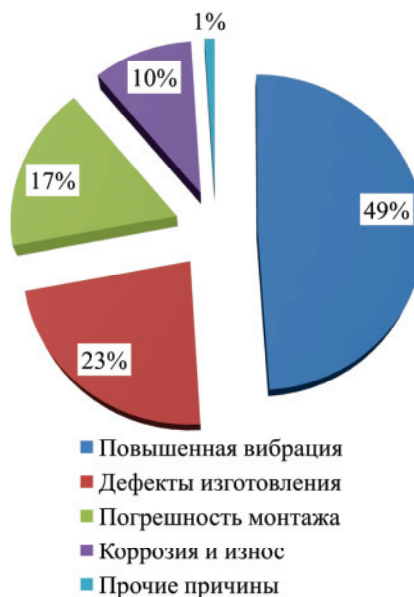
### Введение

Одним из факторов, приводящих к остановкам технологического процесса транспорта газа на компрессорных станциях (КС), является повышенная вибрация газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и их трубопроводной обвязки (ТПО) (рис. 1).

Обзор литературы [2–9] показывает, что повышенная вибрация возникает благодаря источникам, имеющим как механическую, так и гидродинамическую природу. Согласно [10, 11], в технологических трубопроводах обвязки находящихся в резерве или в ремонте ГПА КС магистральных газопроводов (МГ) при определенном сочетании условий могут наблюдаться тупиковые колебания, источник которых имеет гидродинамическую природу.

Рис. 1. Факторы, приводящие к остановкам транспорта газа на компрессорных станциях магистральных газопроводов [1]

Fig. 1. Factors leading to stops of gas transport at compressor stations of main gas pipelines



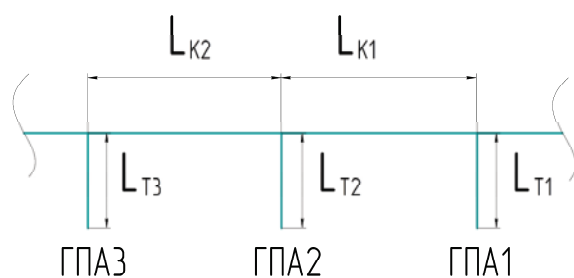


Рис. 2. Геометрия трубопроводной обвязки компрессорного цеха

Fig. 2. Geometry of the piping of the compressor manifold

Тупиковые колебания, согласно [12], – это акустические резонансные колебания. Данный вид вибрации называют тупиковой из-за характерного места проявления. Резонанс наблюдается при совпадении собственной акустической частоты газа в тупике с частотой, генерируемой в тройнике тупика расходного трубопровода-коллектора. Для их возникновения необходимо сочетание нескольких условий одновременно по геометрии трубопроводной обвязки и по скорости движения. Согласно [11], условиями по геометрии являются:

- 1) четное отношение длины коллектора между тройниками к средней длине тупиков (рис. 2);

$$\frac{L_{к.ср}}{L_{т.ср}} = 2, 4, 6 \dots$$

- 2) нечетное отношение длин тупиков.

$$\frac{L_{т.1}}{L_{т.2}} = \frac{L_{т.2}}{L_{т.3}} = 1, 3, 5 \dots$$

Условием по скорости [11] является превышение скорости потока газа некоторого критического значения:

$$V_{кр} = \frac{DF_{в}}{Sh},$$

где  $D$  – внутренний диаметр патрубка тройника со стороны подключения тупика;  $Sh$  – число Струхала, для тройника на проход  $0,25 < Sh < 0,5$  [13, 14];  $F_{в}$  – частота пульсаций давления в тупике при прохождении потоком газа тройника (рис. 3), в случае резонанса она равняется собственной частоте акустических колебаний тупика  $F_c$  [11]

$$F_{в} = F_c = \frac{0,25C_{зв}(2n-1)}{L_т},$$

где  $C_{зв}$  – скорость звука в газе;  $n=1,2,3 \dots$ ;  $L_т$  – длина тупика.

Повышенная вибрация, происходящая при тупиковых колебаниях в ТПО остановленных ГПА, оказывает отрицательное влияние на прочностные характеристики металла и в итоге на надежность и безопасность ответственного участка трубопровода технологического газа.

Для рассматриваемого вида вибрации требуется снизить уровень вибрации применением различных мероприятий, направленных на устранение причин возникновения тупиковых колебаний.

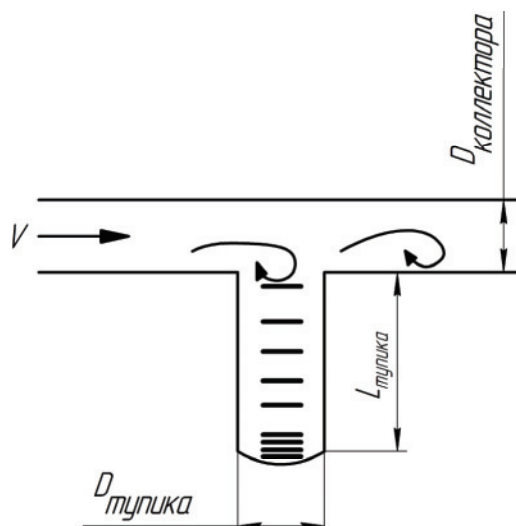


Рис. 3. Формирование пульсаций давления в тройнике на проход

Fig. 3. Formation of pressure pulsations in a tee on a passage

#### Методы предотвращения повышенной тупиковой вибрации

В литературе и нормативной документации [12, 15] предлагается два пути решения для устранения тупиковых колебаний:

- 1) реконструкция обвязки компрессорного цеха, что исключит условия возникновения вибрации по геометрии, т. е. изменится длина тупика и собственная частота акустических колебаний газа в нем. Как правило, мероприятия заключается в переносе кранов № 1. Также в ходе эксплуатации опытным путем было испытано, что открытие крана № 1 на остановленном ГПА при включенном маслососе уплотнения увеличивает длину тупика до обратного клапана перед краном № 2 и устраняет вибрацию в ТПО к данному ГПА.
- 2) ограничение режима работы компрессорного цеха, т. е. снижение общецеховой производительности или нахождение в работе двух–трех агрегатов (для компрессорного цеха с пятью–шестью агрегатами), находящихся с одной стороны компрессорного цеха (КЦ), как правило, наиболее близкой к коллектору пылеуловителей. При этом скорость газа далее во входном коллекторе снижается и не превышает критическую.

Последнее решение не позволяет выводить указанные агрегаты в ремонт или резерв, при этом наработка именно на этих агрегатах будет происходить быстрее. Что опять-таки приведет к скорому ремонту по наработке сразу двух или трех агрегатов.

Анализ тупиковых колебаний позволяет выделить две частоты: собственную частоту акустических колебаний тупика и частоту пульсаций давлений в тупике при прохождении тройника потоком газа.

В связи с резонансной природой вибрации, согласно требованиям для технологических трубо-

проводов [16], необходима отстройка от резонанса, то есть совпадения частоты пульсаций давления  $F_p$ , генерируемых потоком газа при прохождении местного сопротивления – тройник на проход при определенной скорости с собственной частотой  $F_c$  акустических колебаний газа в тупике [13].

Таким образом, можно опираться на нижнюю и верхнюю границы диапазона частот, при попадании в который будет наблюдаться повышенная вибрация [16]:

$$0,75 \leq \frac{F_p}{F_c} \leq 1,3.$$

Далее будет использоваться нижняя граница этого диапазона в связи с невысокой скоростью движения газа и общим снижением скорости по ходу движения во входном коллекторе из-за отборов газа ГПА.

В работе изучена проблема повышенной низкочастотной вибрации в ТПО КЦ с 8 полнонапорными центробежными нагнетателями типа 235–21–1 с типовой обвязкой в соответствии с [17]. Анализ результатов виброобследования ТПО КЦ за 2016 г., свидетельствует о наличии повышенной тупиковой вибрации при определенных режимах работы КЦ на участке от тройника до крана № 1 в ТПО ГПА № 1–4, находящихся в резерве (рис. 4). В ТПО указанных агрегатов выполняются условия по геометрии для возникновения тупиковых колебаний. В ТПО ГПА № 5–8 указанные выше условия по геометрии не выполняются – иная длина тупика. С целью устранения тупиковых колебаний рассматриваются тройники только одного плеча КЦ с агрегатами № 1–4. Для решения данной проблемы необходимо определить условия возникновения повышенной вибрации при помощи анализа режимов работы КЦ и установления скоростей в тройниках входного коллектора, ведущих к ГПА № 1–4.

#### Оценка условий возникновения тупиковых колебаний и предложения по их устранению

Для оценки условий возникновения тупиковых колебаний необходимо определить скорость движения газа и частоту вынуждающей силы. С це-

лью определения скорости был выполнен гидравлический расчет участка кольцевого газопровода высокого давления с использованием формул из [18, 19].

Расчет газопровода, точнее кольцевого участка, образованного параллельными шлейфами и коллекторами пылеуловителей и входного для компрессорного цеха (рис. 4), затруднен вследствие различных режимов и производительностей компрессорного цеха и значительного влияния местных сопротивлений.

При движении газа по трубопроводу происходит снижение давления вследствие преодоления сил трения по длине и на местных сопротивлениях, таких как поворот на 90 градусов, тройники на проход, на разделение и слияние.

Для облегчения расчета потери на местные сопротивления заменяются потерями по длине на эквивалентном участке:

$$L_{\text{экв}} = \sum \xi \frac{D_{\text{вн}}}{\lambda},$$

где  $\xi$  – коэффициент  $i$ -го местного сопротивления;  $D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления

В работе для упрощения расчета предложена замена кольцевого газопровода на два параллельных с отборами, а их, в свою очередь, – на газопроводы с постоянным расходом [20]. Предполагается, что конечная точка выделенных параллельных газопроводов находится в тройнике к рабочему ГПА. При четырех работающих ГПА – в третьем по счету работающем ГПА, ведя отсчет по наиболее короткому шлейфу, при пяти ГПА – в центральном работающем ГПА. Также примем, что расход центробежных нагнетателей одинаков.

В связи с малой длиной участка по сравнению с магистральными газопроводами изменением температуры по длине можно пренебречь и расчет проводить для газопровода с постоянной по длине температурой.

Проведем расчет для КЦ с 8 полнонапорными нагнетателями при работе ГПА № 4–8 (рис. 5). Длины участков приведены в табл. 1.

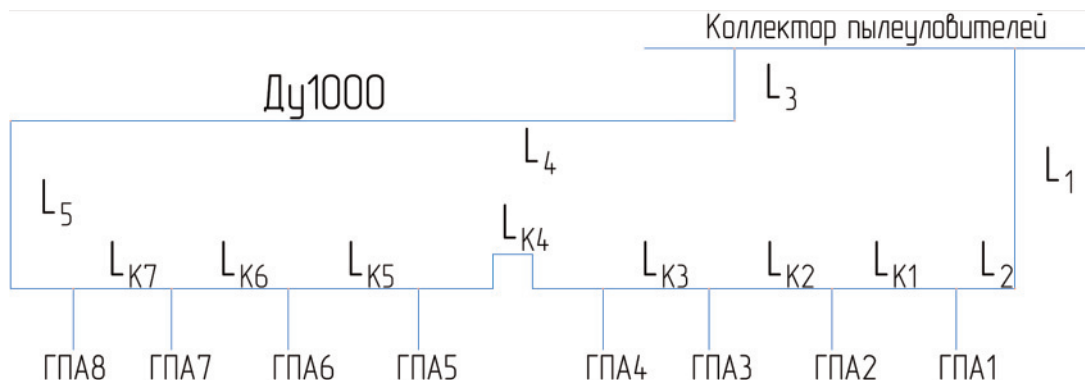


Рис. 4. Расчетная схема

Fig. 4. Calculation scheme

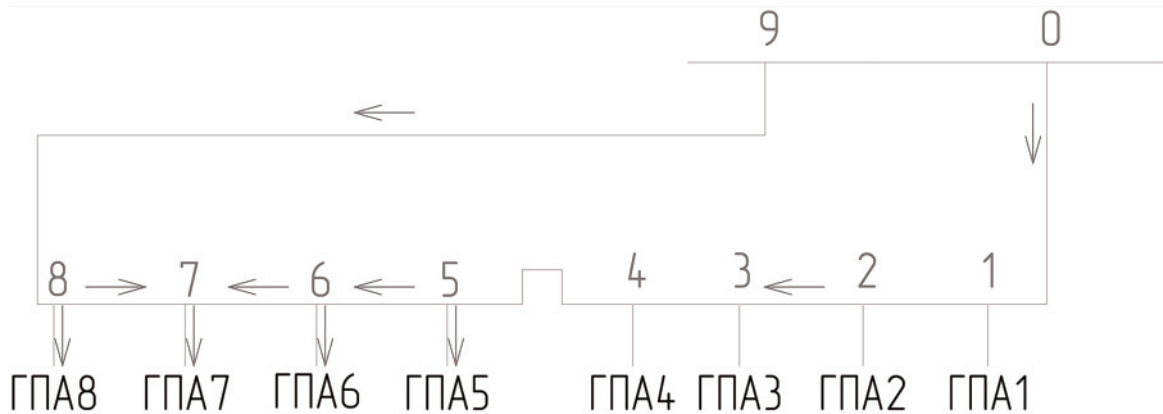


Рис. 5. Распределение потоков с обозначением участков

Fig. 5. Breakdown of flux with designation of pipe section

Таблица 1. Длины участков кольцевого газопровода

Table 1. Lengths of sections of the loop gas pipeline

Обозначение на схеме Designation on the scheme	$L_{9-8}$	$L_{8-7}$	$L_{7-6}$
Длина, м/Length, m	167,42	18	18
Обозначение на схеме Designation on the scheme	$L_{6-5}$	$L_{5-4}$	$L_{4-3}$
Длина, м/Length, m	18	18,125	18,015
Обозначение на схеме Designation on the scheme	$L_{3-2}$	$L_{2-1}$	$L_{1-0}$
Длина, м/Length, m	19,77	18,03	44,02

Расчет идет в следующем порядке:

- 1) Задаваясь некоторым отношением расходов по длинному и короткому шлейфу при известной цеховой производительности (в качестве примера 100 млн м<sup>3</sup>/сут), определим расход на каждом участке газопроводов с отборами (табл. 2).
- 2) По известным значениям расхода и геометрическим параметрам трубопроводов определяется режим течения и, соответственно, коэффициенты сопротивления трения и гидравлического сопротивления.

Таблица 2. Распределение расходов по участкам

Table 2. Breakdown of flow rate by pipe section

Параллельный газопровод/Parallel gas pipeline			
№ 1 (0–6)		№ 2 (9–6)	
Участок Pipe section	Расход, млн м <sup>3</sup> /сут Flow rate, million m <sup>3</sup> per day	Участок Pipe section	Расход, млн м <sup>3</sup> /сут Flow rate, million m <sup>3</sup> per day
0–4	50,40	9–8	49,60
4–5	30,40	8–7	29,60
5–6	10,40	7–6	9,60

Для квадратичного режима коэффициент сопротивления трения

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,067 \left( \frac{2k_s}{D_{\text{вн}}} \right)^{0,2},$$

где  $k_s$  – эквивалентная шероховатость.

Для смешанного режима

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,067 \left( \frac{158}{\text{Re}} + \frac{2k_s}{D_{\text{вн}}} \right)^{0,2},$$

где Re – число Рейнольдса;

$$\lambda = \frac{\lambda_{\text{тр}}}{A^2},$$

где E – коэффициент гидравлической эффективности, E=0,95.

- 3) Заменяются газопроводы с отборами на эквивалентные газопроводы с постоянным по длине значением расхода, согласно формулам [20].

$$Q_{\text{эkv}} = \frac{\sum Q_i L_i \lambda_i}{L_{\text{эkv}} \lambda_{\text{эkv}}}.$$

- 4) По эквивалентным значениям расхода определяется при известном начальном давлении значение конечного давления для обоих параллельных газопроводов.

$$P_{\text{к}} = \sqrt{P_{\text{н}}^2 - \frac{Q_{\text{эkv}}^2 \lambda_{\text{эkv}} Z_{\text{ср}} \Delta T_{\text{ср}} L_{\text{эkv}}}{K^2 D_{\text{вн}}^5}},$$

где K – коэффициент, зависящий от размерности величин, при использовании смешанной системы единиц (МПа, км, К, млн м<sup>3</sup>/сут, м) K=105,087.

- 5) Конечные давления в точке слияния потоков должны совпадать – при расхождении требуется уточнить распределение потоков по шлейфам и, в отдельных случаях, выбор конечной точки.

В связи с большим объемом расчетов и необходимостью уточнения распределения потоков при отклонениях значений конечных давлений расчет выполнен с использованием Microsoft Office Excel.

Согласно уточненному распределению потоков определяются расходы на каждом участке входного коллектора компрессорного цеха. Для приведения расхода к условиям входного коллектора требуется перейти от стандартных условий, для которых был определен коммерческий расход. По приведенному расходу при условиях коллектора ста-

новится известно значение скорости в тройниках с безрасходным отводом, что позволяет определить частоту пульсаций потока газа в тупиковом ответвлении.

Сравнение полученной частоты пульсаций давления с частотой, соответствующей нижней границе отстройки от резонанса, позволяет судить о наличии или отсутствии повышенной низкочастотной вибрации (табл. 3).

Таблица 3. Результаты расчета при работе газоперекачивающих агрегатов № 4–8

Table 3. Results of calculation at operation of gas-pumping units № 4–8

Тройник/ Tie № ГПА/ № GPU	Расход, млн м <sup>3</sup> /сут Flow rate, million m <sup>3</sup> per day	Скорость газа, м/с Gas velocity, m/s	Частота пульсаций давления, Гц Frequency of pressure pulsations, Hz	Нижняя граница отстройки от резонанса Lower limit of detuning from resonance	Выполнение отстройки от резонанса Realizing tuning from resonance
1	50,40	12,4	8,94	8,86	Не выполнена Not performed
2	50,40	12,4	8,94	9,49	Выполнена Performed
3	50,40	12,4	8,94	8,55	Не выполнена Not performed
4	50,40	12,4	8,94	8,64	Выполнена (ГПА в работе) Performed (GPU in operation)

Таблица 4. Результаты расчета при работе газоперекачивающих агрегатов № 1, 5–8

Table 4. Results of calculation at operation of gas-pumping units № 1, 5–8

Тройник/ Tie	Расход млн, м <sup>3</sup> /сут Flow rate, million m <sup>3</sup> per day	Скорость газа, м/с Gas velocity, m/s	Частота пульсаций давления, Гц Frequency of pressure pulsations, Hz	Нижняя граница отстройки от резонанса Lower limit of detuning from resonance	Выполнение отстройки от резонанса Realizing tuning from resonance
1	51,99	12,8	9,22	8,66	Выполнена (ГПА в работе) Performed (GPU in operation)
2	31,99	7,9	5,68	9,49	Выполнена Performed
3	31,99	7,9	5,68	8,55	Выполнена Performed
4	31,99	7,9	5,68	8,64	Выполнена Performed

По результатам расчетов (табл. 3) можно сделать вывод о наличии повышенной тупиковой вибрации в ТПО ГПА № 1, 3 при общецеховой произ-

водительности 100 млн м<sup>3</sup>/сут и нахождении в резерве ГПА № 1–3.

Аналогичный расчет при рабочих ГПА № 1, 5–8 показывает, что повышенная тупиковая вибрация не будет наблюдаться в ТПО остановленных ГПА № 2–4 (табл. 4).

### Заключение

Анализ существующих методов снижения повышенной вибрации ТПО показал, что в рамках эксплуатации оперативно устранить условия для возникновения тупиковых колебаний можно регулированием работы КЦ. Согласно [12], ограничение работы заключается в снижении общецеховой производительности (уменьшается скорость потока газа во входном коллекторе в целом) или в нахождении в работе двух или трех ГПА, расположенных с края коллектора (уменьшается скорость в коллекторе после отводов к указанным ГПА), что приводит к ускоренной наработке данных ГПА.

Для оценки условий возникновения тупиковых колебаний (в связи с их газодинамической природой) в ТПО исследуемого КЦ рассмотрен кольцевой газопровод высокого давления с отборами, образованный выходным коллектором пылеуловителей и входным коллектором КЦ. Для его гидравлического расчета и определения скорости и частоты вынуждающей силы была разработана методика с использованием формул из [16, 17].

Построенная эмпирическая модель для сравнения действительной геометрии трубопроводной обвязки существующего КЦ и параметров потока транспортируемого газа в определенных тройниках с известными условиями возникновения тупиковых колебаний и выполненные расчеты сложного газопровода позволили определить параметры, соответствующие созданию пульсаций давления с частотой, близкой к собственной акустической частоте тупика.

Проведенное математическое моделирование для двух режимов работы КЦ позволяет сделать вывод об устранении тупиковой вибрации при определенных значениях производительности КЦ и конфигурации пяти работающих ГПА из восьми. Было уменьшено количество ГПА, расположенных с края КЦ, по результатам проведенных расчетов до одного по сравнению с общей рекомендацией [12] о двух работающих ГПА, расположенных с края КЦ. При этом уменьшается скорость наработки второго ГПА с края КЦ. Разработанная методика также дает возможность определить общецеховую производительность, при которой возможен вывод в ремонт/резерв первого ГПА с края КЦ.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Энтальцев С.В., Бердник А.Г. Разработка рекомендаций по проведению виброконтроля с целью повышения надежности технологического оборудования компрессорных станций // Трубопроводный транспорт 2018: Материалы XIII Междуна-

родной учебно-научно-практической конференции. – Уфа. Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 381–383.

- Ashly H., Naviland G. Bending vibration of pipeline containing fluid // Journal of Applied Mechanics. – 1950. – V. 17. – № 3. – P. 229–232.



3. Baird R.C., Bechtold J.C. Mechanical vibration of piping induced by gas-pressure pulsation // Transactions of the ASME. – 1949. – V. 71. – № 8. – P. 989–995.
4. Udoetok E.S. Internal Fluid Flow Induced Vibration of Pipes // Journal of Mechanical Design and Vibration. – 2018. – V. 6. – № 1. – P. 1–8.
5. Czerwinski A., Luczko J. Vibration of Steel Pipes and Flexible Hoses Induced by Periodically Variable Fluid Flow // Mechanics and Control. – 2012. – V. 31. – № 2. – P. 63–71.
6. Faal R.T., Derakhshan D. Flow-Induced Vibration of Pipeline on Elastic Support // Procedia Engineering. – 2011. – V. 14. – P. 2986–2993.
7. Paidoussis M. Review of flow-induced vibrations in reactors and reactors components // Journal of Nuclear Engineering and Design. – 1982. – V. 74. – № 1. – P. 31–60.
8. Zhang Y.L., Gorman D.G., Reese J.M. Analysis of the Vibration of Pipes Conveying Fluid // Proceeding Institution of Mechanical Engineers. – 1999. – V. 213. – P. 849–860.
9. Paidoussis M., Sundrajan C. Parametric and combination resonance of a pipe conveying pulsating fluid // Transaction of the ASME. – 1975. – V. 42. – № 4. – P. 780–784.
10. Ангалева А.М., Соколинский Л.И., Лопатин А.С. Исследования вибрации и пульсации газа в системах «центробежный нагнетатель – трубопровод» // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2009. – № 4. – С. 74–85.
11. Обеспечение виброустойчивости технологических трубопроводов пускового контура КС / В.И. Акимов, Т.А. Бакиев, С.В. Скрынников, Л.И. Соколинский // Газовая промышленность. – 2015. – № 8. – С. 56–59.
12. СТО Газпром 2–2.3–324–2009. Диагностическое виброобследование технологических трубопроводов компрессорных цехов с центробежными нагнетателями. Нормы оценки и методы проведения работ. URL: <https://www.twirpx.com/file/573981/> (дата обращения: 25.03.2018).
13. Якубович В.А. Основы вибродиагностики. – М.: ИТЦ ОРГТЕХ-ДИАГНОСТИКА, 1998. – 37 с.
14. Якубович В.А., Горбунов С.Г. Вибрационный контроль и диагностика. – М.: МАКС Пресс, 2007. – 200 с.
15. Бураншин А.Р., Годовский Д.А., Токарев А.П. Устранение тупиковых колебаний обвязки центробежных компрессоров природного газа // 68-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых: Материал. конф. – Уфа: УГНТУ, 2017. – Кн. 1 – С. 394–395.
16. ГОСТ 32388–2013. Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия. – М.: Стандартинформ, 2014. – 114 с.
17. СТО Газпром 2–3.5–051–2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. URL: <http://files.stroyinf.ru/Data1/49/49848/> (дата обращения: 25.12.2018).
18. Ванчин А.Г. Простая гидравлическая модель компрессорного цеха магистрального газопровода // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 1. – С. 273–280.
19. Бураншин А.Р., Годовский Д.А., Токарев А.П. Определение режима работы компрессорного цеха в случае тупиковых колебаний // Трубопроводный транспорт 2018: Материалы XIII Международной учебно-научно-практической конференции. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 383–384.
20. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов / под ред. А.А. Коршак. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2016. – 540 с.

Поступила 10.06.2019 г.

#### Информация об авторах

**Бураншин А.Р.**, магистр кафедры гидрогазодинамики трубопроводных систем и гидромашин, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

**Годовский Д.А.**, кандидат технических наук, доцент кафедры гидрогазодинамики трубопроводных систем и гидромашин, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

**Токарев А.П.**, доцент кафедры гидрогазодинамики трубопроводных систем и гидромашин, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

UDC 622.691.4.053

## ELIMINATION OF DEAD-END OSCILLATIONS OF COMPRESSOR MANUFACTORY PIPING IN OPERATING CONDITIONS

**Aydar R. Buranshin**<sup>1</sup>,  
aidarburanshin@mail.ru

**Dmitriy A. Godovskiy**<sup>1</sup>,  
diingo1@mail.ru

**Artem P. Tokarev**<sup>1</sup>,  
art-tokarev@yandex.ru

<sup>1</sup> Ufa State Petroleum Technological University,  
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

**The relevance of research.** At present, the role of activities aimed to improving the reliability of equipment in the main pipeline transport of natural gas is growing. The factor that negatively affects the reliability of operation of compressor stations equipment of main gas pipelines is the increased vibration due to various reasons. One of these reasons is the combination of certain geometric dimensions of pipelines and high flow of process gas.

**The aim** of the research is to define the modes of a compressor manufactory with 8 full-pressure units to reduce the intensive dead-end oscillation observed in off-cycle compressor units' piping.

**Object:** pipeline communications section of the compressor station from the cyclone dust collectors to the inlet manifold of the compressor manufactory, tees with branches to the gas-pumping unit, switched off by cranes No. 1 from the inlet manifold.

**Methods:** vibration diagnostics of piping at the existing compressor station; mathematical modeling of operating modes of the compressor manufactory using a numerical solution (hydraulic calculation in combination with the calculation of natural frequencies and frequencies of the driving force).

**Findings.** The paper proposes a method for eliminating dead-end oscillations within the scope of operation, specifying the requirements of regulatory documentation. The methodology for estimating the conditions of dead-end oscillations appearance is developed. It is based on the hydraulic calculation of a high-pressure loop gas pipeline with selections. Two modes of a compressor manufactory with 8 full-pressure units with a capacity of 100 million m<sup>3</sup>/day are considered to detuning from resonance. As a result of the calculations, the number of gas-pumping units from the edge of the compressor manufactory, that must be operated to eliminate dead-end oscillations, has been reduced in comparison with the recommendations of normative documentation. This allows putting the second gas-pumping unit from the edge of the compressor manufactory into reserve and, consequently, reducing the operating time of this gas-pumping unit while eliminating the high dead-end oscillations of the piping.

### Key words:

Piping, hydraulic calculation, process piping, dead-end oscillations, vibration, gas pulsation, compressor manufactory.

### REFERENCES

1. Entaltsev S.V., Berdnik A.G. Razrabotka rekomendatsiy po provedeniyu vibrokontrolya s tselyu povysheniya nadezhnosti tekhnologicheskogo oborudovaniya kompressornykh stantsiy [Development of recommendations for vibration control to improve the reliability of compressor station equipment]. *Truboprovodny transport 2018. Materialy XIII Mezhdunarodnoy uchebno-nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Pipeline transportation 2018. Materials of the XIII International Academic and Scientific-Practical Conference]. Ufa, UGNTU Publ., 2018. pp. 381–383.
2. Ashly H., Haviland G. Bending vibration of pipeline containing fluid. *Journal of Applied Mechanics*, 1950, vol. 17, no. 3, pp. 229–232.
3. Baird R.C., Bechtold J.C. Mechanical vibration of piping induced by gas-pressure pulsation. *Transactions of the ASME*, 1949, vol. 71, no. 8, pp. 989–995.
4. Udoetok E.z. Internal Fluid Flow Induced Vibration of Pipes. *Journal of Mechanical Design and Vibration*, 2018, vol. 6, no. 1, pp. 1–8.
5. Czerwinski A., Luczko J. Vibration of Steel Pipes and Flexible Hoses Induced by Periodically Variable Fluid Flow. *Mechanics and Control*, 2012, vol. 31, no. 2, pp. 63–71.
6. Faal R.T., Derakhshan D. Flow-Induced Vibration of Pipeline on Elastic Support. *Procedia Engineering*, 2011, vol. 14, pp. 2986–2993.
7. Paidoussis M. Review of flow-induced vibrations in reactors and reactors components. *Journal of Nuclear Engineering and Design*, 1982, vol. 74, no. 1, pp. 31–60.
8. Zhang Y.L., Gorman D.G., Reese J.M. Analysis of the Vibration of Pipes Conveying Fluid. *Proceeding Institution of Mechanical Engineers*, 1999, vol. 213, pp. 849–860.
9. Paidoussis M., Sundrajan C. Parametric and combination resonance of a pipe conveying pulsating fluid. *Transaction of the ASME*, 1975, vol. 42, no. 4, pp. 780–784.
10. Angalev A.M., Sokolinsky L.I., Lopatin A.S. Research of vibration and pulsation of gas in systems «centrifugal supercharger – pipeline». *Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 2009, no. 4, pp. 74–85. In Rus.
11. Akimov V.I., Bakiev T.A., Skrynnikov S.V., Sokolinsky L.I. Ensuring the vibration resistance of technological pipelines of the starting circuit of the compressor station. *The gas industry*, 2015, no. 8, pp. 56–59. In Rus.
12. STO Gazprom 2–2.3–324–2009. *Diagnosticheskoe vibroobsledovanie tekhnologicheskikh truboprovodov kompressornykh tsekhov s tsentroběžnymi nagnetatelyami. Normy otsenki i metody provedeniya rabot* [STO Gazprom 2–2.3–324–2009. Diagnostic vibratory examination of technological pipelines of compressor shops with centrifugal units. Norms of assessment and methods of work]. Available at: <https://www.twirpx.com/file/573981/> (accessed: 25 March 2018).

13. Yakubovich V.A. *Osnovy vibrodiagnostiki* [Fundamentals of vibrodiagnostics]. Moscow, ITC ORGTECHDIAGNOSTICA Publ., 1998. 37 p.
14. Yakubovich V.A., Gorbunov S.G. *Vibratsionnyy kontrol i diagnostika* [Vibration control and diagnostics]. Moscow, MAX Press, 2007. 200 p.
15. Buranshin A.R., Godovskiy D.A., Tokarev A.P. Ustranenie tupikovykh kolebaniy obvyazki tsentrobezhnykh kompressorov prirodno gaza [Elimination of dead-end oscillations of the piping of centrifugal compressors of natural gas]. *68-ya nauchno-tekhnicheskaya konferentsiya studentov, aspirantov i molodykh uchenykh. Materialy konferentsii* [68<sup>th</sup> scientific and technical conference of students, graduate students and young scientists. Conf. Proc.]. Ufa, UGNTU Publ., 2017. B. 1, pp. 394–395.
16. GOST 32388–2013. *Truboprovody tekhnologichesknie. Normy i metody rascheta na prochnost, vibratsiyu i seysmicheskie vozdeystviya* [State Standart 32388–2013. Technological Pipelines. Norms and methods for calculating strength, vibration and seismic effects]. Moscow, StandardInform Publ., 2014. 114 p.
17. STO Gazprom 2–3.5–051–2006. *Normy tekhnologicheskogo proektirovaniya magistralnykh gazoprovodov* [STO Gazprom 2–3.5–051–2006. Norms of technological design of main gas pipelines.] Available at: <http://files.stroyinf.ru/Data1/49/49848/> (accessed: 25 December 2018).
18. Vanchin A.G. A simple hydraulic model of the compressor shop of the main gas pipeline. *Oil and gas*, 2013, no. 1, pp. 273–280. In Rus.
19. Buranshin A.R., Godovskiy D.A., Tokarev A.P. Opredelenie rezhima raboty kompressornogo tsekha v sluchae tupikovykh kolebaniy [Determination of operating mode of the compressor shop in the case of dead-end oscillations]. *Truboprovodny transport 2018. Materialy XIII Mezhdunarodnoy uchebno-nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Pipeline transportation 2018. Materials of the XIII International Academic and Scientific-Practical Conference]. Ufa, UGNTU Publ., 2018. pp. 383–384
20. Korshak A.A., Nechval A.M. *Proektirovanie i ekspluatatsiya gazonefteprovodov* [Design and operation of gas and oil pipelines]. Rostov-on-Don, Feniks Publ., 2016. 540 p.

Received: 10 June 2019.

#### Information about the authors

**Aydar R. Buranshin**, master, Ufa State Petroleum Technological University.

**Dmitriy A. Godovskiy**, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

**Artem P. Tokarev**, associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.

УДК 62.868; 67.05; 66.041

## ИССЛЕДОВАНИЕ НЕЛИНЕЙНОЙ МОДЕЛИ ПОДВИЖНОЙ ПОДОВОЙ ПЛАТФОРМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПЕЧИ ДЛЯ ОБЖИГА СЫПУЧИХ МИНЕРАЛОВ

Нижегородов Анатолий Иванович<sup>1</sup>,  
nastromo\_irkutsk@mail.ru

Гаврилин Алексей Николаевич<sup>2</sup>,  
tom-gawral@list.ru

Мойзес Борис Борисович<sup>2</sup>,  
mbb@tpu.ru

Кладиев Сергей Николаевич<sup>2</sup>,  
kladiev@tpu.ru

Хамитов Рустам Нуриманович<sup>3,4</sup>,  
apple\_27@mail.ru

<sup>1</sup> Иркутский национальный исследовательский технический университет,  
Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83.

<sup>2</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

<sup>3</sup> Омский государственный технический университет,  
Россия, 644050, г. Омск, пр. Мира, 11.

<sup>4</sup> Тюменский индустриальный университет,  
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.

**Актуальность.** Электрические печи с подвижной подовой платформой имеют недостатки в конструкции системы вибротранспортирования – в расположенной под углом к горизонтальной плоскости самой платформы. Актуально использование горизонтальной подовой платформы, исключающей самопроизвольное скатывание округлых частиц материала и устраняющей возможность возникновения температурной тяги внутри пространства обжига, приводящей к охлаждению нагревательной системы печи и обжигаемого сыпучего материала.

**Цель работы** состоит в исследовании динамики подвижной платформы с односторонним упругим элементом, обеспечивающим сильно выраженную нелинейную упругую характеристику, и процесса вибротранспортирования сыпучего материала по поверхности горизонтальной подовой плиты.

**Объект:** подвижная подовая платформа электрической печи для обжига сыпучих минералов.

**Методика** исследования базируется на разработке конструкции и модели подвижной подовой платформы электрической печи для обжига сыпучих минералов.

**Результаты** исследования свойств специального упругого элемента подвижной подовой платформы печи позволили получить нелинейную аналитическую модель ее движения, характеризующуюся наклонной «скелетной» кривой ее амплитудно-частотной характеристики. Исследование динамики колебательной системы с односторонним упругим элементом, обеспечивающим сильно выраженную нелинейность, подтвердило, что система совершает несимметричные колебания с пиковыми значениями виброускорения 8,32 и 4,79 м/с<sup>2</sup>, соответствующими крайним положениям платформы и отличающимися в 1,74 раза. Показано, что при горизонтальной установке печи почти в три раза снижается чувствительность системы к флуктуациям частоты возбуждения, жесткости пружин, сил трения и других факторов, изменяющихся из-за влияния высокой температуры и внешних факторов. Подтвержден эффект устойчивого вибротранспортирования сыпучего материала по горизонтальной поверхности подовой плиты в тепловом поле печи.

### Ключевые слова:

Электрическая печь с подвижной подовой платформой, динамическая система, нелинейный упругий элемент, «скелетная» кривая, амплитудно-частотная характеристика, чувствительность динамической системы, вибротранспортирование, не симметричные колебания.

### Введение

Электрические печи с подвижной подовой платформой представляют собой энерготехнологические агрегаты для обжига и термоактивации различных минералов. Они состоят из двух систем: нагревательной – создающей регулируемое по мощности тепловое излучение, поглощаемое обрабаты-

ваемым материалом, и вибротранспортной – обеспечивающей устойчивое однонаправленное и управляемое движение сыпучего материала по поверхности подовой плиты в тепловом поле.

Энергетические аспекты их функционирования изучены и рассмотрены в целом ряде работ авторов [1–8], а в работе [9] показано, что при обжи-

ге, например, вермикулита, достигнуто значение удельной энергоемкости  $75...80$  мДж/м<sup>3</sup>, что в два-пять раз ниже, чем в других электрических или огневых печах обжига.

Однако механическая часть – система вибро-транспортирования, имеет недостатки, которые требуют совершенствования этих печных агрегатов.

Динамическая система печи – подвижная подовая платформа, расположенная под углом к горизонтальной плоскости, характеризуется высокой чувствительностью к флуктуациям частоты возбуждения, собственной частоты, жесткости пружин, сил трения и других факторов, обусловленных действием высоких температур, запыленностью и нестабильностью электрической сети.

Так как система линейна, из-за высокой добротности, около 20 Дб, вблизи резонансной зоны амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) незначительное изменение частоты возбуждения приводит к значительному изменению амплитуды колебаний [10, 11], а это в нашем случае влечет за собой изменение скорости вибротранспортирования и времени обжига.

При наклонном положении подовой платформы округлые частицы сыпучих материалов могут начать двигаться самопроизвольно, а не за счет вибро-транспортного эффекта и их движение будет неконтролируемым и ускоренным, что уменьшит время термообработки таких частиц.

Кроме того, наклонное положение из-за температурной тяги будет вызывать встречное движение холодного наружного воздуха в пространстве обжи-

га, где расположена нагревательная система. Очевидно, что поток воздуха будет охлаждать нагревательные элементы и движущийся материал, а это отрицательно скажется на энергоемкости обжига.

Для уменьшения чувствительности динамической системы и устранения двух других неблагоприятных факторов, необходима горизонтальная установка подвижной подовой платформы – это наиболее рациональный вариант конструкции.

Но надо создать нелинейную динамическую систему, в которой транспортный эффект возникает из-за выраженной несимметрии колебаний. А такие системы содержат нелинейные упругие элементы и имеют АЧХ с круто наклоненным влево резонансным пиком [10–13].

#### Устройство и динамика печного агрегата с наклонной подовой платформой

На рис. 1 показана электрическая печь с наклонной подвижной подовой платформой. Основной печи является рама – 1. В направляющих рамы на подшипниках – 2 размещена подвижная подовая платформа – 3, подпружиненная с обеих сторон пружинами – 4. Платформа содержит металлоконструкцию и термоизолирующий материал, а также подовую плиту – 5, по которой благодаря эксцентриковому приводу – 6 с плунжером – 7 и пружиной – 8 движется обжигаемый сыпучий материал и выходит как готовый продукт. В пространстве обжига между термодомом – 9 и плитой – 5 расположена нагревательная система печи, состоящая из последовательно соединенных п-об-

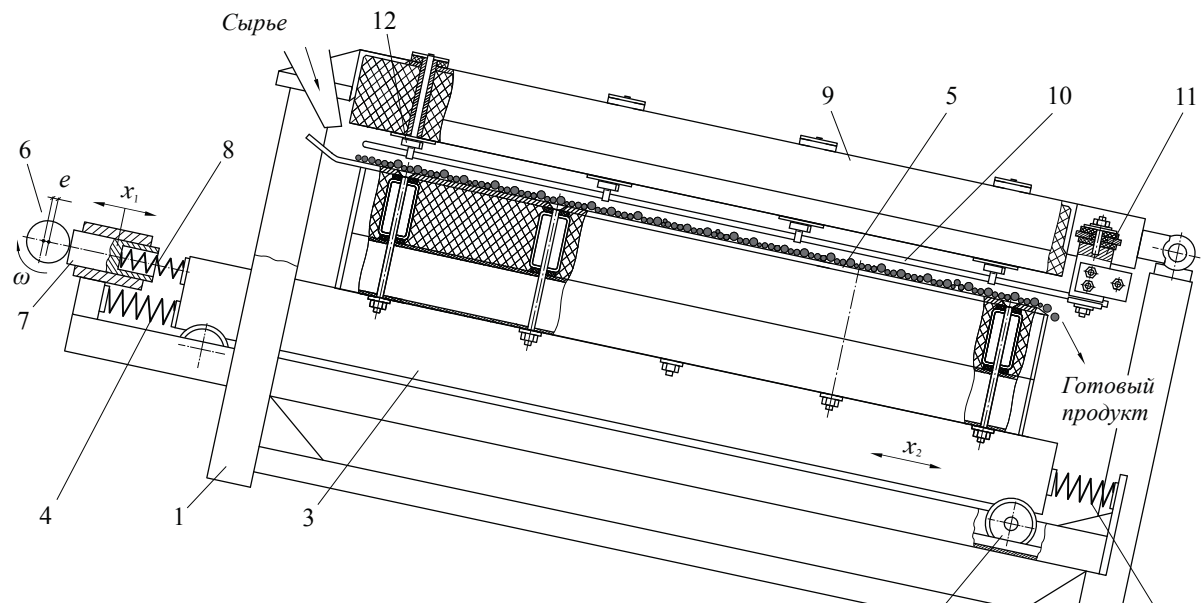


Рис. 1. Электрическая печь с наклонной подовой платформой: 1 – рама; 2 – подшипники; 3 – подвижная подовая платформа; 4 – пружина; 5 – плита; 6 – эксцентриковый привод; 7 – плунжер; 8 – пружина; 9 – термодом; 10 – нагревательные элементы; 11 – специальные головки; 12 – хомуты

Fig. 1. Electric furnace with an inclined base plate: 1 is the frame; 2 are the bearings; 3 is the mobile base plate; 4 is the spring; 5 is the plate; 6 is the eccentric drive; 7 is the plunger; 8 is the spring; 9 is the thermal cover; 10 are the heating elements; 11 are the special heads; 12 are the clamps

разных нагревательных элементов – 10, закрепленных на специальных головках – 11 и поддерживаемых креплениями в виде хомутиков – 12.

Не вдаваясь подробно в конструкцию нагревательной системы печи, рассмотрим работу подвижной подовой платформы – 3, которая совместно с пружинами – 4, 8 образует динамическую систему, совершающую колебания вблизи резонансного пика.

Регулируемый частотный электропривод (на рис. 1 не показан) приводит во вращение эксцентриковый вал ( $e$  – эксцентриситет), который вызывает возвратно-поступательное движение плунжера – 7. Пружина – 8, испытывающая деформацию от двух колебаний – плунжера  $x_1$  и платформы  $x_2$ , создает возбуждающую силу  $F(H)$ , равную:

$$F = c_1(x_1 - x_2). \quad (1)$$

Если не учитывать влияние присоединенных масс частиц сыпучего материала из-за их малости, то дифференциальное уравнение, описывающее динамику такой системы, имеет вид:

$$M \frac{d^2 x_2}{dt^2} + \alpha \frac{dx_2}{dt} + 4cx_2 = c_1(x_1 - x_2), \quad (2)$$

где  $\alpha$  – коэффициент сопротивления, зависящий от скорости движения, кг/с;  $M$  – масса подвижной подовой платформы, кг;  $c$  – жесткость пружин платформы (всего четыре штуки), кг/с<sup>2</sup>;  $c_1$  – жесткость пружины плунжера, кг/с<sup>2</sup>;  $x_1$  – координата плунжера, определяемая выражением:

$$x_1 = e \sin \omega t, \quad (3)$$

$x_2$  – координата платформы;  $\omega$  – угловая скорость вращения эксцентрика, рад/с;  $t$  – время, с. В преобразованном виде уравнение (2) принимает вид:

$$M \frac{d^2 x_2}{dt^2} + \alpha \frac{dx_2}{dt} + 4cx_2 + c_1 x_2 = c_1 x_1. \quad (4)$$

Это система с кинематическим возбуждением, обладающая свойствами линейных систем и совершающая колебания как гармонический осциллятор [11, 14–20].

Собственная частота такой системы определяется выражением:

$$\omega_0 = \sqrt{\frac{4c + c_1}{M}}, \quad (5)$$

а коэффициент демпфирования колебаний, определяющий добротность системы, по формуле:

$$\xi = \frac{\alpha}{2\sqrt{m(4c + c_1)}}.$$

Для динамических систем на телах качения  $\xi$  примерно равен 0,07...0,075, поэтому система обладает высокой добротностью, когда усиление колебаний в резонансе достигает 20...21 Дб [11].

При испытаниях опытного образца печи с подвижной подовой платформой, показанной на рис. 2 (нагревательная система и термодом закрыты), экспериментально были исследованы колебания на разных частотах возбуждения  $f$  (Гц) и построена АЧХ, хорошо соответствующая линейной системе. Коэффициент динамичности составил 10...11, что соответствует усилению колебаний в резонансе 20 Дб.

Оценка коэффициента чувствительности амплитуды  $A$  к изменению частоты возбуждения, определяемого отношением  $\varepsilon = \Delta A / \Delta f$ , показала, что вблизи резонанса система становится максимально чувствительной, а на пологом участке правой ветви АЧХ чувствительность снижается, стабильность колебаний платформы увеличивается. Следовательно, динамическую систему нужно привести к нелинейной и обеспечить наклонный резонансный пик, свойственный системам с мягкой упругой характеристикой [13].

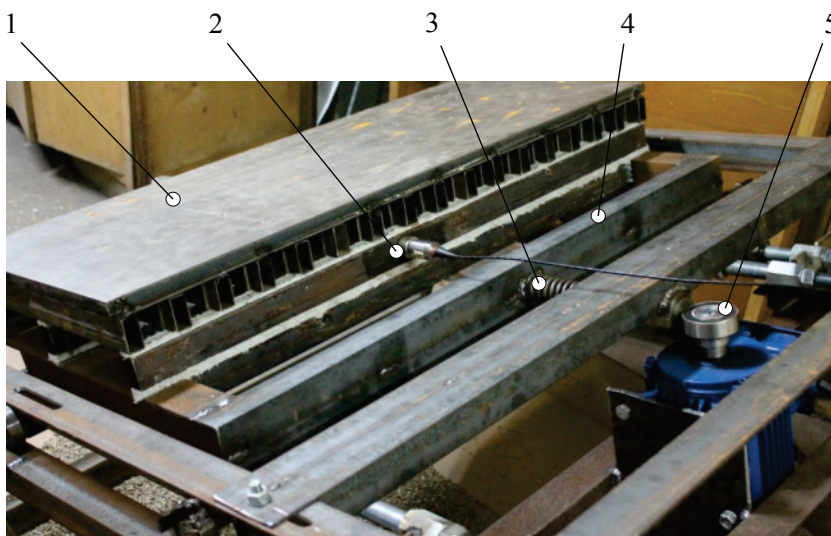


Рис. 2. Опытный образец печи в процессе испытаний: 1 – подовая плита; 2 – вибропреобразователь; 3 – пружина толкателя; 4 – подвижная платформа; 5 – эксцентрик

Fig. 2. Prototype of the furnace during the test: 1 is the base plate; 2 is the vibration transducer; 3 is the pusher spring; 4 is the mobile base plate; 5 is the eccentric gear

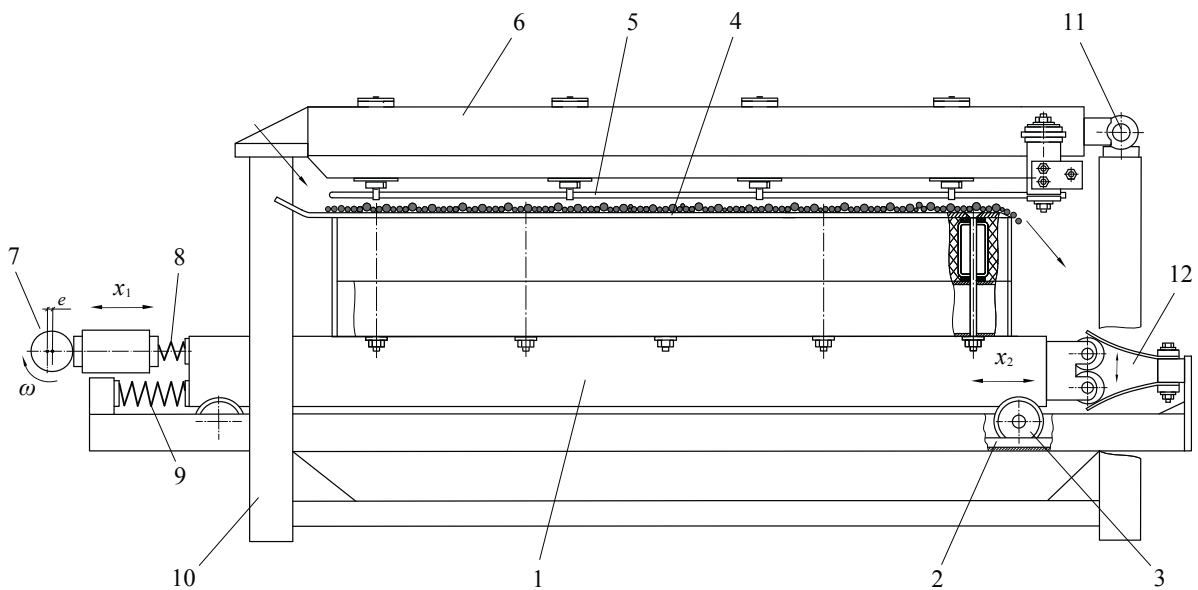


Рис. 3. Электрическая печь с горизонтальной подовой платформой: 1 – платформа; 2 – направляющие; 3 – подшипники; 4 – подовая плита; 5 – электронагреватели; 6 – термокрышка; 7 – эксцентриковый привод; 8, 9 – пружины; 10 – рама; 11 – шарнир; 12 – нелинейный упругий элемент

Fig. 3. Electric furnace with a horizontal hearth platform: 1 is the platform; 2 are the guides; 3 are the bearings; 4 is the base plate; 5 are the electric heaters; 6 is the thermal cover; 7 is the eccentric drive; 8, 9 are the springs; 10 is the frame; 11 is the joint-hinge; 12 is the non-linear elastic element

#### Подвижная подовая платформа с нелинейным упругим элементом

На рис. 3 показана та же печь, но с горизонтальным расположением подовой платформы – 1, размещенной в направляющих – 2 на подшипниках – 3. Печь содержит подовую плиту – 4, электронагреватели – 5, термокрышку – 6 и эксцентриковый привод – 7, включающий эксцентрик и плунжер с пружиной – 8. Пружины – 9 установлены только с левой стороны платформы. Термокрышка установлена на раме – 10 на шарнире – 11 с возможностью ее открывания для доступа к электронагревателям.

С правой стороны платформы закреплен нелинейный упругий элемент – 12 с сильно выраженной зависимостью силы упругости от перемещения  $x_2$  подвижной подовой платформы.

Конструкция упругого элемента показана на рис. 4. Он содержит корпус – 1, закрепляемый на подвижной подовой платформе, с установленными в нем на осях – 2 роликами – 3 радиуса  $R$  (диаметра  $D$ ), находящимися в контакте с упругими пластинами – 4 толщиной  $a$ , выполненными из пружинной стали 55 ХГР. Указанные пластины закреплены резьбовым соединением – 5 на упоре – 6, который крепится к раме печи (рис. 3).

В отличие от наклонной печи в резонансном режиме подвижная платформа, благодаря нелинейному упругому элементу, совершает асимметричные колебания. При движении платформы вправо, ролики – 2 (рис. 4), прокатываясь по упругим пластинам – 4, отгибают их в стороны, что приводит к непропорциональному увеличению силы упруго-

сти  $F_{yn}$  при смещении платформы на величину  $x_2$ . При этом сила упругости равна:

$$F_{yn} = 2F_x,$$

где  $F_x$ ,  $F_y$  – горизонтальная и вертикальная составляющие равнодействующей силы  $F$  в точках контакта роликов и пластин.

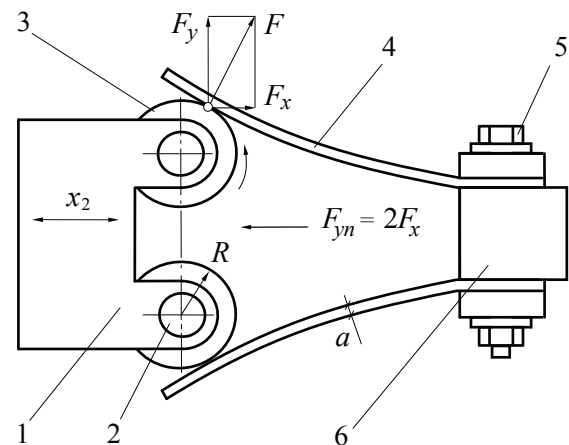


Рис. 4. Нелинейный упругий элемент: 1 – корпус; 2 – оси; 3 – ролики; 4 – упругие пластины; 5 – резьбовое соединение; 6 – упор

Fig. 4. Non-linear elastic element: 1 is the body; 2 are the axes; 3 are the rollers; 4 are the elastic plates; 5 is the threaded joint; 6 is the retainer plate

Из-за сильно выраженной нелинейной зависимости силы упругости  $F_{yn}$  от перемещения  $x_2$  подовой платформы формируется переменная жесткость упругого элемента, возрастающая по мере

увеличения  $x_2$  при ее движении вправо. Известно, что любая колебательная система, имеющая упругий элемент с такой зависимостью, расположенный с одной стороны, обладает «мягкой» амплитудно-частотной характеристикой [13].

Асимметричные колебания создают односторонний вибротранспортный эффект. Он характеризуется тем, что максимальное ускорение частицы, находящейся на поверхности подовой плиты, направленное вправо, не равно максимальному абсолютному ускорению частицы, направленному влево. Если максимум ускорения вправо  $\ddot{x}_{2\max\Pi}$  больше (как в данном случае), чем максимум ускорения влево  $\ddot{x}_{2\max\text{Л}}$ , то выполняется условие [14]:

$$\ddot{x}_{2\max\Pi} > \frac{fG}{m} > \ddot{x}_{2\max\text{Л}}, \quad (6)$$

где  $f$  – коэффициент трения частицы по металлической поверхности;  $m$  – масса частицы, кг;  $G$  – вес частицы, Н. Частица и весь поток сыпучего материала будет двигаться вправо без отрыва от поверхности, при этом движение будет иметь односторонний пульсирующий характер.

#### Исследование нелинейного упругого элемента

Для установления зависимости между силой упругости  $F_{\text{уп}}$ , действующей со стороны упругого элемента, и перемещением платформы  $x_2$ , рассмотрим расчетную схему, приведенную на рис. 5.

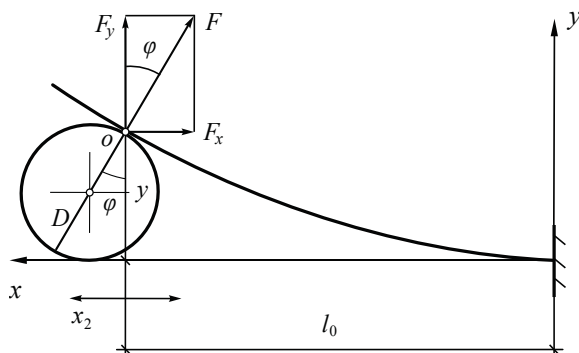


Рис. 5. Расчетная схема упругого элемента

Fig. 5. Design scheme of the elastic element

При накатывании ролика на пластину возникает сила  $F$ , изгибающая ее на величину  $y$ . Из теории упругости известно [21–23], что искривленная ось балки, а в данном случае пластины, называется упругой линией, уравнение которой для точки  $o$  имеет вид (м):

$$y = \frac{F_y l_0^3}{3EJ_z}, \quad (7)$$

а угол поворота  $\varphi$  (рад) сечения пластины в точке  $o$  определяется выражением:

$$\varphi = \frac{F_y l_0^2}{2EJ_z}, \quad (8)$$

где  $F_y$  – вертикальная составляющая силы  $F$ ;  $E$  – модуль упругости стали, Н/м<sup>2</sup>;  $J_z$  – осевой момент инер-

ции поперечного сечения относительно оси  $z$ , м<sup>4</sup>.

Из уравнения (7) выразим силу  $F_y$ :

$$F_y = \frac{3yEJ_z}{l_0^3}. \quad (9)$$

Конструкция упругого элемента выполнена так, что прогиб  $y$  в исходном положении примерно равен диаметру ролика  $D$ , а начальная координата по оси  $x$  равна  $l_0$ . Величина  $y$  является переменной, но она изменяется в процессе колебаний подовой платформы незначительно. Поэтому можно принять

$$y \approx 0,9D = \text{const}.$$

Тогда формула (9) примет вид:

$$F_y = \frac{3 \cdot 0,9DEJ_z}{l_0^3} = \frac{2,7DEJ_z}{l_0^3}. \quad (10)$$

Исходя из расчетной схемы (рис. 5), выразим горизонтальную составляющую равнодействующей  $F$ :

$$F_x = F_y \cdot \text{tg} \varphi. \quad (11)$$

Подставив выражения (7) и (8) в формулу (11), после преобразований с учетом формулы (10) получим:

$$F_x = \frac{2,7DEJ_z}{l_0^3} \text{tg} \left( \frac{1,35D}{l_0} \right). \quad (12)$$

Для небольших углов тангенс угла равен самому углу, выраженному в радианах. Даже для угла 30° расхождение значений составляет всего 10%. Сделаем преобразование с учетом перевода угла в радианы и получим:

$$F_x = \frac{2,7DEJ_z}{l_0^3} \left( \frac{180^\circ}{\pi} \frac{1,35D}{l_0} \frac{\pi}{180^\circ} \right) = \frac{3,6D^2 EJ_z}{l_0^4}.$$

После преобразований получим окончательное выражение для исходного состояния рассматриваемой динамической системы:

$$F_x = \frac{3,6D^2 EJ_z}{l_0^4}, \quad (13)$$

расчетная схема которой показана на рис. 6.

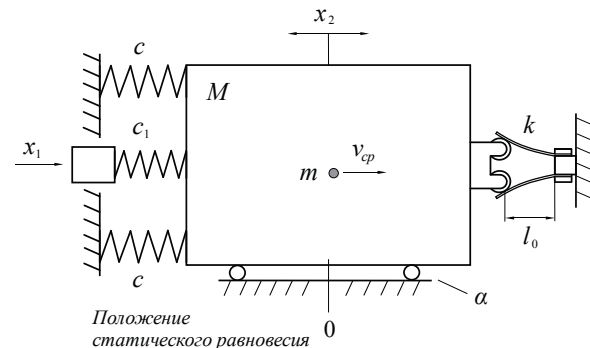


Рис. 6. Расчетная схема динамической системы

Fig. 6. Design scheme of a dynamic system

Введем обозначение числителя полученной дроби (13)



$$k = 3,6D^2EJ_s. \quad (14)$$

Размерность полученного коэффициента – Н·м<sup>4</sup>.

При этом, с учетом сделанных допущений,  $k = \text{const}$ . Тогда формулу (13) с учетом того, что в упругом элементе находится две пластины, можно записать в виде:

$$F_x = 2 \frac{k}{l_0^4}. \quad (15)$$

При фиксированном положении эксцентрика – 7 (рис. 3)  $x_1=0$ , подовая платформа находится в положении статического равновесия:  $x_2=0$  (рис. 6). Тогда имеет место равенство сил упругости слева  $c_2x_{02} + c_1x_{02}$  и сил упругости справа  $12k/l_0^4$  (15):

$$2c_2x_{02} + c_1x_{02} = 2 \frac{k}{l_0^4}. \quad (16)$$

Относительно этого состояния будут происходить колебания платформы:

$$l_0 \pm x_2 \text{ и } x_{02} \pm x_2.$$

Для построения статической упругой характеристики рассматриваемой системы зададим диаметр ролика –  $D=0,016$  м и начальную координату по оси  $x-l_0=0,065$  м, исходя из пропорций на рис. 5. Чтобы рассчитать значение коэффициента  $k$ , зададим толщину  $a=0,004$  м и ширину  $b=0,03$  м пластин упругого элемента (рис. 4).

Определим осевой момент инерции поперечно-го сечения [22, 23]:

$$J_z = \frac{a^3b}{12} = 0,16 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4.$$

Расчет по формуле (14) для пружинной стали марки 55 ХГР ( $E=212109$  Н/м<sup>2</sup> [24]) дает значение  $k=0,0313$  Н·м<sup>4</sup>.

При испытаниях опытного образца печи (рис. 2) предварительно экспериментально определялись масса подовой платформы  $M = 76,4$  кг и жесткость пружин –  $c_1=15030$  Н/м и  $c_2=39876$  Н/м.

Исходя из выражения (16), найдем начальную деформацию пружин  $x_{02}$  (м), соответствующую значению  $l_0$  при нейтральном положении эксцентрика ( $\omega t=0$  и  $x_1=0$ ):

$$x_{02} = \frac{2k}{l_0^4(2c_2 + c_1)} = \frac{2 \cdot 0,0313}{0,065^4(2 \cdot 39876 + 15030)} = 0,037.$$

При такой начальной деформации (0,037 м) свободная длина пружин должна быть не менее 80 мм.

#### Динамика горизонтальной подовой платформы

Для получения суммарной упругой характеристики платформы относительно положения статического равновесия (рис. 6) нужно задать ряд значений  $x_2$ , смещая платформу сначала вправо ( $-x_2$  и  $l_0-x_2$ ), а затем влево ( $+x_2$  и  $l_0+x_2$ ), и вычесть начальную силу упругости (правая скобка) при  $x_{02}=0,037$  м:

$$F_{\text{уп}} = \left[ 2c_2(x_{02} - x_2) + c_1(x_{02} - x_2) + 4 \frac{k}{(l_0 - x_2)^4} \right] - \left[ 2c_2x_{02} + c_1x_{02} + 4 \frac{k}{l_0^4} \right]. \quad (17)$$

Например, при значениях  $x_2=0,002$  м и  $x_{02}=0,037$  м расчет по формуле (17) даст результат  $3110+586+3107-7013 = -211$  Н.

На рис. 7 показан график суммарной статической характеристики динамической системы (точками обозначены выборочные расчетные значения  $F_{\text{уп}}$ ). Из графика видно, что система обладает нелинейной упругой характеристикой, асимметричной относительно вертикали, проходящей через начало координат.

На рис. 7 приведены четыре расчетных значения переменной жесткости  $c_x$  (Н/м), определенные по отношению:

$$c_x = \frac{F_{\text{уп}}}{x_2}.$$

Располагая этими значениями, определим соответствующие «мгновенные» численные значения собственной частоты, используя формулу (5), которая теперь будет иметь вид:

$$\omega'_0 = \sqrt{\frac{c_x}{M}}, \quad (18)$$

где  $M$  – масса подвижной подовой платформы, кг.

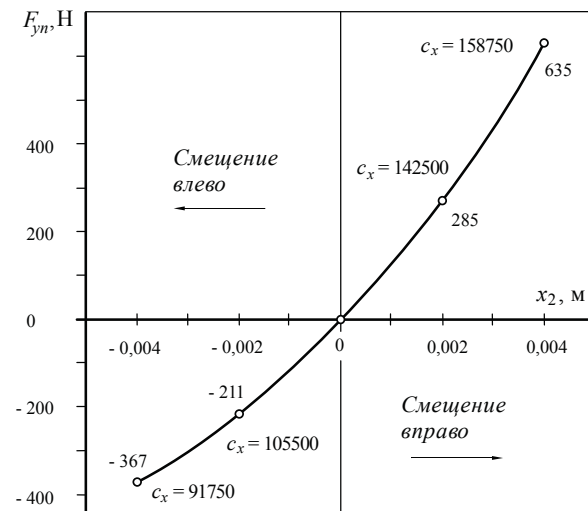


Рис. 7. Статическая упругая характеристика системы

Fig. 7. Static elastic characteristic of the system

Произведем расчеты, поставив полученным частотам в соответствие величину смещения  $x_2$ :

$$\begin{aligned} x_2 = -0,004 \text{ м} &\rightarrow \omega'_{01} = 34,6 \text{ рад/с} = 5,51 \text{ Гц}; \\ x_2 = -0,002 \text{ м} &\rightarrow \omega'_{02} = 37,2 \text{ рад/с} = 5,92 \text{ Гц}; \\ x_2 = +0,002 \text{ м} &\rightarrow \omega'_{03} = 43,2 \text{ рад/с} = 6,88 \text{ Гц}; \\ x_2 = +0,004 \text{ м} &\rightarrow \omega'_{04} = 45,6 \text{ рад/с} = 7,26 \text{ Гц}. \end{aligned}$$

Установим зависимость мгновенных собственных частот от координаты платформы  $x_2$ . Левая шкала на рис. 8 соответствует искомой зависимости (график 1) и называется «скелетной» кривой [24–26].

Для расчетной схемы (рис. 6) дифференциальное уравнение (4) для наклонной подовой платформы при наличии в системе нелинейного упругого элемента 12 с двумя пластинами (рис. 3) и горизонтальном положении примет следующий вид:

$$M \frac{d^2 x_2}{dt^2} + \alpha \frac{dx_2}{dt} + \left[ 2c(x_{02} - x_2) + c_1(x_{02} - x_2) + 2 \frac{k}{(l_0 - x_2)^4} \right] - \left[ 2c_2 x_{02} + c_1 x_{02} + 2 \frac{k}{l_0^4} \right] = c_1 x_1. \quad (19)$$

Полученное уравнение не имеет аналитического решения, поэтому построить АЧХ рассматриваемой динамической системы не удастся, но это не исключает возможности ее дальнейшего анализа.

Располагая данными о подобных системах с асимметричными упругими связями [11, 13, 14, 27] и результатами собственных экспериментальных и теоретических исследований [28], можно утверждать, что их АЧХ определяются положением «скелетных» кривых. Так, в работе [28] теоретически установлена связь скелетной кривой и АЧХ. Но в данном случае уравнение (19) не позволяет определить эту связь аналитическим путем, поэто-

му можно лишь приближенно наметить линии АЧХ и оценить чувствительность системы.

На рис. 8 показаны кривые 2 и 3 – это правая и левая ветви АЧХ, построенные относительно «скелетной» кривой. Так как амплитуда ( $A$ ) и размах колебаний ( $R=2A$ ) не могут принимать отрицательных значений, правая шкала развернута от 0 до 0,008 м.

Здесь интерес представляет только правая (зарезонансная) ветвь. В зоне 1 вблизи резонанса коэффициент чувствительности  $\varepsilon$  по отношению  $\Delta A / \Delta f$  равен 1,05 мм/Гц. Для наклонной подовой платформы (рис. 1), движение которой описывается линейным дифференциальным уравнением (4), значение  $\varepsilon$  равно 3,7 мм/Гц [28], а это в 3,5 раза меньше.

В зоне 2 чувствительность становится еще меньше, так как  $\varepsilon=0,37$  мм/Гц.

Несмотря на то, что данные результаты можно рассматривать как приближенные, ошибка не велика. Если взять эти отношения  $\Delta A / \Delta f$  на «скелетной» кривой, то они будут отличаться на 10...15 %.

Вернемся к дифференциальному уравнению (19), описывающему динамику подовой платформы при ее горизонтальном положении. Пренебрегая трением в системе

$$\alpha \frac{dx_2}{dt} = 0$$

и приравнявая его правую часть к нулю

$$c_1 x_1 = 0,$$

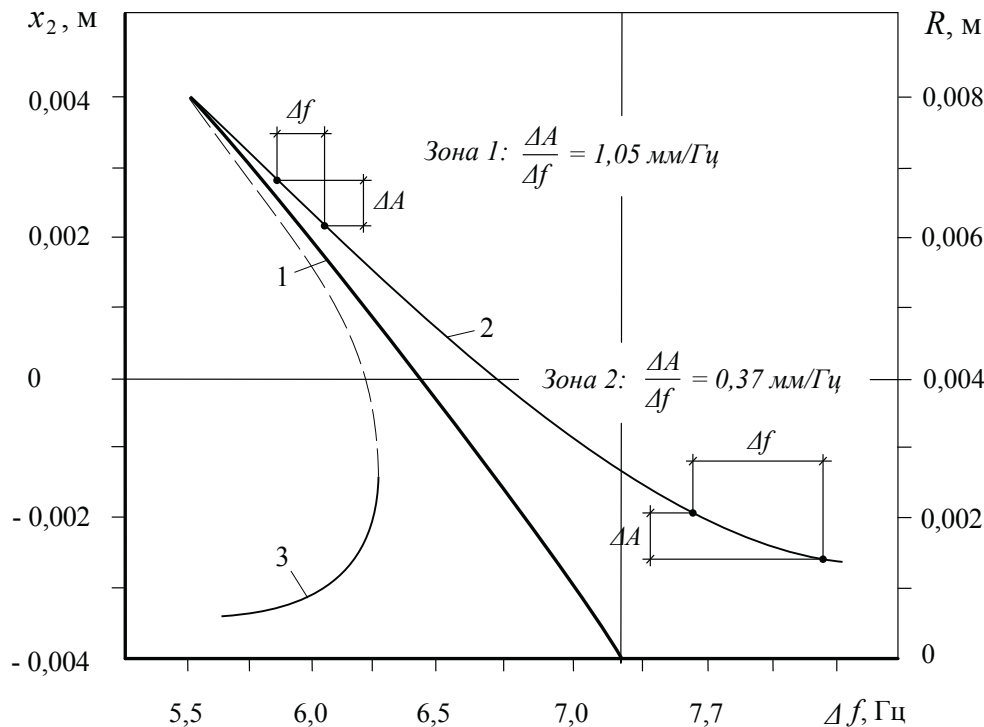


Рис. 8. «Скелетная» кривая (1) и примерные правая (2) и левая (3) ветви АЧХ

Fig. 8. «Skeletal» curve (1) and approximate right (2) and left (3) amplitude frequency response branches

получим уравнение собственных колебаний подвижной подовой платформы:

$$M \frac{d^2 x_2}{dt^2} + \left[ 2c(x_{02} - x_2) + c_1(x_{02} - x_2) + 2 \frac{k}{(l_0 - x_2)^4} \right] - \left[ 2c_2 x_{02} + c_1 x_{02} + 2 \frac{k}{l_0^4} \right] = 0.$$

Это уравнение консервативной динамической системы, когда из-за отсутствия возбуждающей силы в систему не подводится энергия извне, но и не рассеивается, так как трением пренебрегли. В таком случае платформа будет колебаться в незатухающем режиме при размахе  $R$ , равном удвоенной величине  $x_2$ , на которую мы отклоним платформу и отпустим. При этом будет идти постоянный переход кинетической энергии  $T$  движущейся массы  $M$  в потенциальную энергию  $\Pi$  упругих связей:  $T=\Pi=\text{const}$ , поэтому формула для ускорений записывается в виде

$$\ddot{x}_{2\text{max}\Pi} = A(\omega_0')^2.$$

Тогда, задавая, например,  $A=+0,004$  м, получим пиковое значение виброускорения ( $\text{м/с}^2$ ) в крайнем правом положении платформы:

$$\ddot{x}_{2\text{max}\Pi} = A(\omega_0')^2 = 0,004 \cdot 45,6^2 = 8,32.$$

При  $A=-0,004$  м получим пиковое значение виброускорения в крайнем левом положении платформы,  $\text{м/с}^2$ :

$$\ddot{x}_{2\text{max}Л} = A(\omega_0')^2 = 0,004 \cdot 34,6^2 = 4,79.$$

В крайнем правом положении платформы максимальное виброускорение в 1,74 раза больше, чем в крайнем левом, что указывает на выраженную асимметрию колебаний платформы  $x_2$  и соответствует условию (6).

Точно такой же результат будет и при вынужденных колебаниях, но при условии, что уровни подводимой энергии и диссипативной (рассеиваемой трением) будут равны:

$$E_{\text{под}} = E_{\text{дис}}$$

и таковы, что в резонансе или вблизи резонансного пика будет обеспечена амплитуда  $A=\pm 0,004$  м.

На рис. 9 показаны графики асимметричных колебаний подовой платформы печи. Первый график соответствует колебаниям с амплитудой  $A=0,004$  м и пиковыми значениями виброускорения 8,32 и 4,79  $\text{м/с}^2$ ; второй – колебаниям с амплитудой 0,002 м и пиковыми значениями виброускорения 3,7 и 2,8  $\text{м/с}^2$ . Отношение виброускорений во втором режиме с уменьшенной амплитудой ( $3,7/2,8=1,32$ ) значительно меньше. Следовательно, чем сильнее проявляется асимметрия колебаний, тем больше отношение  $\ddot{x}_{2\text{max}\Pi}/\ddot{x}_{2\text{max}Л}$ . Усиления асимметрии можно добиться увеличением размаха колебаний или применением упругих элементов с большей нелинейностью упругой характеристикой.

#### Оценка вибротранспортного эффекта

На примере вспученного вермикулита проверим, будет ли проявляться вибротранспортный эффект, при котором данный сыпучий материал начнет одно-стороннее поступательное движение по подовой плите платформы в печи обжига. Масса  $m$  одной вспученной частицы с условным диаметром 0,002 м составляет  $3,33 \cdot 10^{-9}$  кг [29], а ее вес  $G=3,33 \cdot 10^{-9} \cdot 9,81$  Н. Коэффициент внешнего трения вермикулита  $f_b$  по стальной поверхности равен 0,58 [30].

Из неравенства (6) определим отношение для частицы вермикулита:

$$\frac{f_b G}{m} \geq 5,69 \text{ м/с}^2.$$

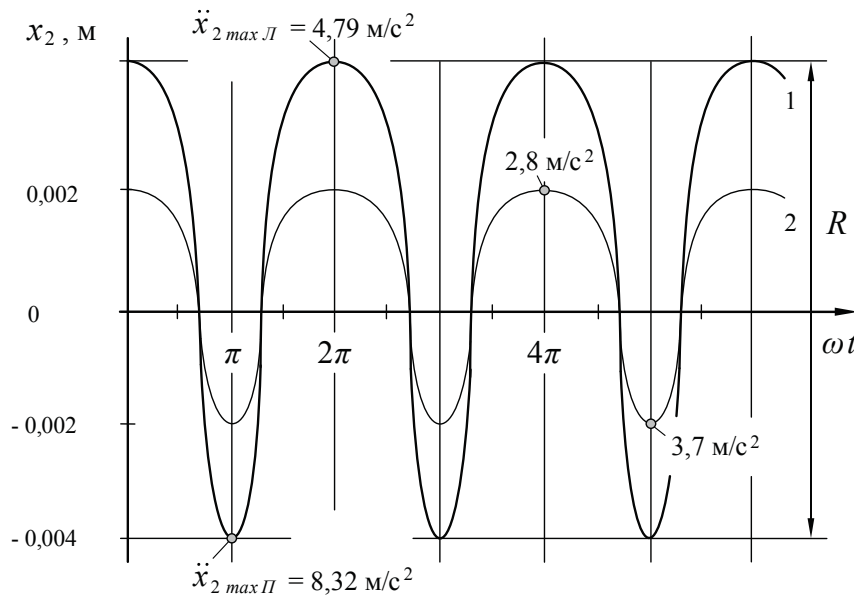


Рис. 9. Асимметричные колебания подовой платформы

Fig. 9. Non-symmetrical vibrations of the base plate

Сопоставляя полученное значение с пиковыми значениями виброускорения при амплитуде колебаний подвижной подовой платформы  $A=0,004$  м, получим:

$$8,32 > \frac{f_v G}{m} > 4,79.$$

Таким образом, условие (6) выполняется и обжигаемый в электрической печи вермикулит будет двигаться по поверхности подовой плиты поступательно с постоянной средней скоростью  $v_{cp}$  (рис. 6).

Определение коэффициентов трения в работе [30] проводилось при температуре окружающего воздуха  $\sim 20$  °С. Предполагая, что нагрев подовой плиты может повлиять на значение коэффициента  $f_v$ , возникает необходимость управлять параметрами вибрации, чтобы влиять на пиковые значения виброускорения. Это возможно за счет изменения возбуждающей силы  $F(1)$  через изменение величины эксцентриситета (3). Кроме того, несложно управлять частотой возбуждения  $\omega$ , собственной частотой  $\omega_0'$  (18) и, следовательно, амплитудой  $A$ , изменяя начальное положение подовой платформы, оказывая влияние на параметр  $l_0$  и суммарную упругую характеристику в целом (рис. 5–7).

#### Заключение

В результате исследования свойств специального упругого элемента получена аналитическая модель подвижной подовой платформы печи обжига с сильно выраженной нелинейной упругой характеристикой. Исследование динамики этой ко-

лебательной системы с односторонним упругим элементом, обеспечивающим сильно выраженную нелинейность, показало, что система совершает несимметричные колебания с предельными значениями виброускорения 8,3279 и 4,79 м/с<sup>2</sup>, соответствующими крайним положениям платформы и отличающимися в 1,74 раза.

Проверка условия (6), при котором обеспечивается эффект вибротранспортирования сыпучего материала, подтвердила возможность его движения (на примере вермикулита) по горизонтальной подовой плите рассматриваемой печи обжига.

Как отмечалось во введении, необходимость горизонтальной установки печи была обусловлена требованием снижения чувствительности системы к флуктуациям частоты возбуждения, собственной частоты, жесткости пружин, сил трения и других факторов, обусловленных работой нагревательной системы, действием высоких температур, запыленностью, а также нестабильностью электрической сети. Эта задача решена: коэффициент чувствительности снижен более чем в три раза, в зависимости от положения рабочей точки системы на амплитудно-частотной характеристике.

Использование горизонтальной подовой платформы с нелинейным упругим элементом позволяет исключить самопроизвольное скатывание округлых частиц материала, что могло иметь место в печах с наклонным подом, а также устраняет возможность возникновения температурной тяги внутри пространства обжига под термокрышкой и охлаждения нагревательной системы печи и самого обжигаемого сыпучего материала.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Effect of the temperature on the structural and textural properties of a compressed K-vermiculite / F. Balima, Laurence R. L., An-Ngoc N., Le Floch S. // *Chemical Engineering Science*. – 2015. – V. 134. – P. 555–562.
2. Preparation and characterization of the eco-friendly chitosan/vermiculite biocomposite with excellent removal capacity for cadmium and lead / L. Chen, W.P. Pingxiao, M. Chen, T. Liu // *Applied Clay Science*. – 2018. – V. 159. – P. 74–82.
3. *Industrial minerals & rocks: commodities, markets, and used* / Chief editor J.E. Kogal. – Littleton: Society for Mining, Metallurgy, and Exploration, Inc., 2006. – 1529 p.
4. Karatas M., Benli A., Toprak H.A. Effect of incorporation of raw vermiculite as partial sand replacement on the properties of self-compacting mortars at elevated temperature // *Construction and Building Materials*. – 2019. – V. 221. – P. 163–176.
5. Kariya J., Ryu J., Kato Y. Development of thermal storage material using vermiculite and calcium hydroxide // *Applied Thermal Engineering*. – 2016. – V. 94. – P. 186–192.
6. Ngayakamo B., Eugene Park S. Evaluation of kalalani vermiculite for production of high strength porcelain insulators // *Science of Sintering*. – 2019. – V. 51. – № 2. – P. 1–10.
7. Rashad A.M. Vermiculite as a construction material – a short guide for Civil Engineer // *Construction and Building Materials*. – 2016. – V. 125. – P. 53–62.
8. Zhang Y.N. et al. Development and thermochemical characterizations of vermiculite SrBr<sub>2</sub> composite sorbents for low-temperature heat storage // *Energy*. – 2016. – V. 115. – P. 120–128.
9. Испытания новой альтернативной электрической печи для обжига вермикулитовых концентратов / А.И. Нижегородов, Т.Б. Брянских, А.Н. Гаврилин, Б.Б. Мойзес, А.В. Градобоев, Г.В. Вавилова // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2018. – Т. 329. – № 4. – С. 142–153.
10. Slavova Y., Marinova M. On determining the energy efficiency of the electric oven // *16<sup>th</sup> Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems, ELMA*. – Varna, Bulgaria, 2019. – Номер статьи 8771681.
11. Бауман В.А., Быховский И.И. Вибрационные машины и процессы в строительстве. – М.: Высш. школа, 1977. – 255 с.
12. Ahirrao N.S., Bhosle S.P., Nehete D.V. Dynamics and Vibration Measurements in Engines // *Procedia Manufacturing*. – 2018. – V. 20. – P. 434–439.
13. Вибрации в технике: Справочник в 6-ти т. Т. 2. Колебания нелинейных механических систем / под ред. И.И. Блехмана. – М.: Машиностроение, 1979. – 351 с.
14. Ден Гартог Дж. П. Механические колебания. – М.: Физматгиз, 1960. – 455 с.
15. Deng N., Ostadan F. Random vibration theory based seismic site response analysis // *14<sup>th</sup> World Conference on Earthquake Engineering*. – Beijing, 2008. – Номер статьи 04-02-0024.
16. Резонансные колебания с предельной амплитудой в вибрационном электромагнитном активаторе / А.Н. Гаврилин, Е.В. Боловин, А.С. Глазырин, С.Н. Кладиев, В.И. Полищук // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 201–213.

17. Идентификация параметров механической системы вибрационного электромагнитного активатора по граничным около-резонансным частотам / А.Н. Гаврилин, С.Н. Кладиев, А.С. Глазырин, Е.В. Боловин, В.И. Полищук // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 4. – С. 158–177.
18. Steinwolf A. Random vibration testing beyond PSD limitation // Sound and Vibration – 2006. – V. 40. – P. 12–21.
19. Tandon N., Nakra B.C. Vibration and Noise Engineering. – New Delhi: I.K. International Publishing House Pvt. Ltd, 2017. – 204 p.
20. Investigation on random vibration of a drillstring / H. Qiu, J. Yang, S. Butt, J. Zhong // Journal of Sound and Vibration. – 2017. – V. 406. – P. 74–88.
21. Zhao W., Zhang Yi-Min. Reliability analysis of random vibration transmission path systems // Mechanical Systems and Signal Processing. – 2018. – V. 113. – P. 77–89.
22. Старовойтов Э.И., Тарлаковский Д.В. Теория упругости и пластичности. – М.: Физматлит, 2002. – 416 с.
23. Westergaard H.M. Theory of elasticity and plasticity. – Cambridge: Harvard University Press, 1952. – 176 p.
24. Pollock D. Physical Properties of Materials for Engineers. V. 3. – Boca Raton: Press CRC, 2018. – 310 с.
25. Тимошенко С.П., Донован Х.Я., Янг У.У. Колебания в инженерном деле. – М.: Машиностроение, 1985. – 472 с.
26. Weaver W. Jr., Tymoshenko S.P., Young D.H. Vibration Problems in Engineering. – New-York: Wiley-Interscience, 1967. – 444 p.
27. Halit E. Acceleration, Vibration, and Shock Measurement. – Abingdon: Taylor & Francis Group, CRC Press LLC, 2000. – 950 p.
28. Нижегородов А.И. Анализ и синтез универсальной вибрационной машины с гидрообъемным возбуждением колебаний. Ч. 2 // Вестник машиностроения. – 2017. – № 12. – С. 3–9.
29. Нижегородов А.И. Энерго- и ресурсосберегающая электрическая модульно-спусковая печь для обжига вермикулитовых концентратов // Строительные и дорожные машины. – 2015. – № 9. – С. 12–17.
30. Нижегородов А.И. Экспериментальное определение коэффициентов трения некоторых потенциально термоактивных материалов // Строительные материалы. – 2016. – № 11. – С. 63–67.

Поступила 26.08.2019 г.

#### Информация об авторах

**Нижегородов А.И.**, доктор технических наук, профессор кафедры строительных, дорожных машин и гидравлических систем Иркутского национального исследовательского технического университета.

**Гаврилин А.Н.**, кандидат технических наук, доцент отделения материаловедения Инженерной школы новых производственных технологий Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Мойзес Б.Б.**, кандидат технических наук, доцент отделения контроля и диагностики Инженерной школы неразрушающего контроля и безопасности Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Кладиев С.Н.**, кандидат технических наук, доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Хамитов Р.Н.**, доктор технических наук, профессор кафедры электрической техники Омского государственного технического университета; профессор кафедры электроэнергетики Тюменского индустриального университета.

UDC 62.868; 67.05; 66.041

## RESEARCH OF A NONLINEAR MODEL OF AN ELECTRIC FURNACE MOBILE BASE PLATE FOR FIRING BULK MINERALS

Anatoly I. Nizhegorodov<sup>1</sup>,  
nastromo\_irkutsk@mail.ru

Alexey N. Gavrilin<sup>2</sup>,  
tom-gawral@list.ru

Boris B. Moyzes<sup>2</sup>,  
mbb@tpu.ru

Sergey N. Kladiev<sup>2</sup>,  
kladiev@tpu.ru

Rustam N. Khamitov<sup>3,4</sup>,  
apple\_27@mail.ru

<sup>1</sup> Irkutsk National Research Technical University,  
83, Lermontov Avenue, Irkutsk, 664074, Russia.

<sup>2</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

<sup>3</sup> Omsk State Technical University,  
11, Mira Avenue, Omsk, 644050, Russia.

<sup>4</sup> Tyumen Industrial University,  
38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russia.

**Relevance.** Electric furnaces with a mobile base plate have drawbacks in the design of vibrotransport system. It is the platform located at an angle to the horizontal plane. It is relevant to use a horizontal base plate, which excludes spontaneous rolling of material rounded particles and eliminates the possibility of temperature traction occurrence inside the firing space, resulting in cooling furnace heating system as well as fired bulk material.

**The aim** of the research is to study the dynamics of a mobile platform with a base plate and a one-sided elastic element, which provides a strongly presented nonlinear elastic characteristic, and bulk material vibrotransportation over the surface of a horizontal base plate.

**The object** of the research is a mobile base plate of an electric furnace for bulk minerals firing.

**The methods** are based on the development of the design and model of a mobile base plate of an electric furnace for firing bulk minerals.

**The results** of researching the properties of a special elastic element in the furnace mobile base plate allowed obtaining a nonlinear analytical model of its motion, which is characterized by an inclined «skeletal» curve of its amplitude-frequency characteristic. The research of the dynamics of an oscillatory system with a one-sided elastic element, providing strong non-linearity, confirmed that the system performs non-symmetrical vibrations with peak vibration acceleration values of 8,32 and 4,79 m/s<sup>2</sup> corresponding to the extreme positions of the base plate and differing in 1,74 times. It is shown that when the furnace is installed horizontally, the system sensitivity to fluctuations of excitation frequency, spring stiffness, friction forces and other factors, which change due to the influence of high temperature and external factors, is almost three times reduced. The effect of stable vibrotransportation of bulk material on the horizontal surface of the base plate in the thermal field of the furnace is confirmed.

### Key words:

Electric furnace with a mobile base plate, dynamic system, nonlinear elastic element, «skeletal» curve, amplitude-frequency characteristic, dynamic system sensitivity, vibro-transportation, non-symmetrical vibrations.

### REFERENCES

1. Balima F., Laurence Reinert L., An-Ngoc N., Le Floch S. Effect of the temperature on the structural and textural properties of a compressed K-vermiculite. *Chemical Engineering Science*, 2015, vol. 134, pp. 555–562.
2. Chen L., Pingxiao Wu P., Chen M., Liu T. Chen L., Pingxiao Wu P., Chen M., Liu T. Preparation and characterization of the eco-friendly chitosan/vermiculite biocomposite with excellent removal capacity for cadmium and lead. *Applied Clay Science*, 2018, vol. 159, pp. 74–82.
3. *Industrial minerals & rocks: commodities, markets, and used*. Ed. by J.E. Kogal. Littleton, Society for Mining, Metallurgy, and Exploration, Inc., 2006. 1529 p.
4. Karatas M., Benli A., Toprak H.A. Effect of incorporation of raw vermiculite as partial sand replacement on the properties of self-compacting mortars at elevated temperature. *Construction and Building Materials*, 2019, vol. 221, pp. 163–176.
5. Kariya J., Ryu J., Kato Y. Development of thermal storage material using vermiculite and calcium hydroxide. *Applied Thermal Engineering*, 2016, vol. 94, pp. 186–192.
6. Ngayakamo B., Eugene Park S. Evaluation of kalalani vermiculite for production of high strength porcelain insulators. *Science of Sintering*, 2019, vol. 51, no 2, pp. 1–10.
7. Rashad A.M. Vermiculite as a construction material – a short guide for Civil Engineer. *Construction and Building Materials*, 2016, vol. 125, pp. 53–62.

8. Zhang Y.N. Development and thermochemical characterizations of vermiculite SrBr<sub>2</sub> composite sorbents for low-temperature heat storage. *Energy*, 2016, vol. 115, pp. 120–128.
9. Nizhegorodov A.I., Bryanskikh T.B., Gavrilin A.N., Moyzes B.B., Gradoboev A.V., Vavilova G.V. Testing a new alternative electric furnace for vermiculite concentrates heat treatment. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 4, pp. 142–153. In Rus.
10. Slavova Y., Marinova M. On determining the energy efficiency of the electric oven. *16<sup>th</sup> Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems, ELMA*. Varna, Bulgaria, 2019. Article number 8771681.
11. Bauman V.A., Bykhovskiy I.I. *Vibratsionnye mashiny i protsessy v stroitelstve* [Vibration machines and processes in construction]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1977. 255 p.
12. Ahirrao N.S., Bhosle S.P., Nehete D.V. Dynamics and Vibration Measurements in Engines. *Procedia Manufacturing*, 2018, vol. 20, pp. 434–439.
13. *Vibratsii v tekhnike: Spravochnik. T. 2. Kolebaniya nelineynykh mekhanicheskikh sistem* [Vibrations in technology: Handbook. Vol. 2. Vibrations of nonlinear mechanical systems]. Ed. by I.I. Blekhman. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1979. 351 p.
14. Den Gartog Dzh. P. *Mekhanicheskie kolebaniya* [Mechanical vibration]. Moscow, Fizmatgiz Publ., 1960. 455 p.
15. Deng N., Ostadan F. Random vibration theory based seismic site response analysis. *14<sup>th</sup> World Conference on Earthquake Engineering*. Beijing, 2008. Article number 04–02–0024.
16. Gavrilin A.N., Bolovin E.V., Glazyrin A.S., Kladiev S.N., Polishchuk V.I. Resonant oscillations with a limiting amplitude in a vibration electromagnetic activator. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 1, pp. 201–213. In Rus.
17. Gavrilin A.N., Kladiev S.N., Glazyrin A.S., Bolovin E.V., Polishchuk V.I. Identification of parameters of vibration electromagnetic activator mechanical system using limiting near resonance frequency. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 4, pp. 158–177. In Rus.
18. Steinwolf A. Random vibration testing beyond PSD limitation. *Sound and Vibration*, 2006, vol. 40, pp. 12–21.
19. Tandon N., Nakra B.C. *Vibration and Noise Engineering*. New Delhi, I.K. International Publishing House Pvt. Ltd., 2017. 204 p.
20. Qiu H., Yang J., Butt S., Zhong J. Investigation on random vibration of a drillstring. *Journal of Sound and Vibration*, 2017, vol. 406, pp. 74–88.
21. Zhao W., Zhang Yi-Min. Reliability analysis of random vibration transmission path systems. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 2018, vol. 113, pp. 77–89.
22. Starovoytov E.I., Tarlakovskiy D.V. *Teoriya uprugosti i plastichnosti* [Theory of elasticity and plasticity]. Moscow, Fizmatlit Publ., 2002. 416 p.
23. Westergaard H.M. *Theory of elasticity and plasticity*. Cambridge, Harvard University Press, 1952. 176 p.
24. Pollock D. *Physical Properties of Materials for Engineers*. Vol. 3. Boca Raton, Press CRC, 2018. 310 p.
25. Timoshenko S.P., Donovan Kh.Ya., Yang U.U. *Kolebaniya v inzhenernom dele* [Fluctuations in engineering]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1985. 472 p.
26. Weaver W. Jr., Tymoshenko S.P., Young D.H. *Vibration Problems in Engineering*. New-York, Wiley-Interscience, 1990. 624 p.
27. Halit E. *Acceleration, Vibration, and Shock Measurement*. Abingdon, Taylor & Francis Group, CRC Press LLC, 2000. 950 p.
28. Nizhegorodov A.I. Analysis and synthesis of a universal vibration machine with hydro-volume excitation of oscillations. P. 2. *Vestnik mashinostroeniya*, 2017, vol. 12, pp. 3–9. In Rus.
29. Nizhegorodov A.I. Energy- and resource-saving electric module-launching furnace for firing vermiculite concentrates. *Stroitelnye i dorozhnye mashiny*, 2015, vol. 9, pp. 12–17. In Rus.
30. Nizhegorodov A.I. Experimental determination of friction coefficients of some potentially thermoactive materials. *Stroitelnye materialy*, 2016, vol. 11, pp. 63–67. In Rus.

Received: 26 August 2019.

#### Information about the authors

**Anatoly I. Nizhegorodov**, Dr. Sc., professor, Irkutsk National Research Technical University.

**Alexey N. Gavrilin**, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Boris B. Moyzes**, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Sergey N. Kladiev**, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Rustam N. Khamitov**, Dr. Sc., professor, Omsk State Technical University; professor, Tyumen Industrial University.

УДК 550.46: 556.56

## МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ ПО ГЛУБИНЕ ТОРФЯНОЙ ЗАЛЕЖИ В ЭКОСИСТЕМАХ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ВАСЮГАНСКОГО БОЛОТА (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Савичев Олег Геннадьевич,  
OSavichev@mail.ru

Наливайко Нина Григорьевна,  
biologistngn@yandex.ru

Рудмин Максим Андреевич,  
RudminMA@tpu.ru

Мазуров Алексей Карпович,  
AKM@tpu.ru

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

**Актуальность** определяется необходимостью учета взаимосвязей между распределением химических элементов по глубине торфяной залежи, процессами формирования, эволюции и деградации болот при решении целого ряда фундаментальных и прикладных задач изучения, использования и охраны болот.

**Цель:** оценка микробиологических условий распределения химических элементов по глубине торфяной залежи и выявление связей между геохимическими и микробиологическими показателями торфов в восточной части Васюганского болота.

**Методы:** методы химического и микробиологического анализа (включая масс-спектрометрический с индуктивно связанной плазмой), статистические методы.

**Результаты и выводы.** Выполнен химический, минералогический и микробиологический анализ проб торфов и минерального грунта, отобранных 09.11.2018 г. в восточной части Васюганского болота (граница водораздела рек ключ и Гавриловка – элементов речной сети: (Ключ–Бакчар; Гавриловка–Икса) – Чая–Обь; внутриболотные экосистемы: олиготрофный грядово-мочажинный комплекс, гряда; олиготрофное сосново-кустарничково-сфагнового болота – рям; мезотрофное сосново-кустарничковое болото на границе рям с заболоченным лесом – мезотрофная окраина. Показано, что, во-первых, болотная микрофлора является очень важным фактором распределения химических элементов по глубине торфяной залежи в различных внутриболотных экосистемах восточной части Васюганского болота. Вероятность накопления в торфах малорастворимых соединений кальция, железа и редкоземельных элементов возрастает по мере усиления анаэробных условий развития болотной микрофлоры, определяющих увеличение pH болотной среды до 7,8 и выше, что приводит к смещению карбонатного равновесия и выпадению малорастворимых соединений кальция. Во-вторых, возможность выведения из раствора гидроксидов железа является характерной особенностью геохимии торфяных болот на фоне незначительной, но постоянно наблюдаемой активности железобактерий, образующих гидроксиды железа. В-третьих, вследствие сорбционных процессов на гидроокислах железа (и малорастворимых соединениях кальция в нижних слоях торфяной залежи) происходит осаждение гидроокислов, фосфатов и карбонатов (возможно – сульфатов и сульфидов) ряда микроэлементов, включая редкоземельные элементы.

### Ключевые слова:

Микробиологические условия, распределение химических элементов, торфяная залежь, Васюганское болото, Западная Сибирь.

### Введение

Распределение химических элементов по глубине торфяной залежи является важной характеристикой процессов формирования, эволюции и деградации болот (далее – болотных процессов). Это определяет актуальность соответствующих исследований, несмотря на значительное количество работ в этом направлении, в том числе и по Западной Сибири – одному из самых заболоченных в мире регионов [1–5]. В частности, было установлено, что, во-первых, изученные химические элементы можно условно разделить на три основные группы: 1.1) с относительно устойчивым увеличением от поверхности к минеральным грунтам и/или ярко выраженным максимумом в минеральных грунтах – Li, Al, Be, Mg, Ca, Sr, Fe, V, Cr, Mn, Ni, J, Ba,

Cs, Ce, La, Sm, Eu, Dy, Tb, Yb, Lu, Ho, Gd, Th, в том числе с небольшим повышением концентраций в верхней части разреза Cu, Ga, Ge, Rb, Zr, Hf; 1.2) с хорошо выраженными максимумами в верхней и нижней частях разреза – Na, K, Ti, Pb, Hg, Rb, Cd, Sb, Sn, W, Bi, Si; 1.3) с иными типами распределения либо с отсутствием общих закономерностей – S, P, U, Au, Ag, Pt, Zn, As, Re, Os, B, Br, Ta [6]. Во-вторых, на основе результатов математического моделирования распространения по глубине химических элементов в водных и кислотных вытяжках торфов, органо-минеральных отложений и минерального грунта показано, что в торфяной залежи функционирует два комплексных геохимических барьера, связанных с изменениями фильтрационных свойств грунтов и способствующую



щих формированию и/или накоплению в торфяной залежи соединений Fe и ряда других химических элементов: 2.1) первый барьер – окислительный, восстановительный, сульфидный и сорбционный гидроксидный – расположен примерно на глубинах от 0,40 до 1,25 м; 2.2) второй барьер – щелочной карбонатный и гидролитический, сорбционный гидроксидный, глинистый и карбонатный – в нижнем слое торфяной залежи [7].

В случае нижнего гидрогеохимического барьера требуется дополнительная информация о биогеохимических процессах, в результате которых существенно меняется pH водной среды (от 3,5–5,5 до 7,5–8,2). Согласно [8–12], один из механизмов таких изменений может быть связан с анаэробным дыханием микроорганизмов в условиях дефицита растворенного кислорода. С целью подтверждения этой гипотезы применительно к торфяной залежи в 2018–2019 гг. в Томском политехническом университете (ТПУ) было выполнено рассматриваемое исследование болотной микрофлоры.

#### Объект и методика исследования

Объектом исследования является восточная часть Васюганского болота (Западная Сибирь) в районе с. Полянника (Бакчарский административный район Томской области, Российская Федерация), в пределах которой расположены следующие внутриболотные экосистемы: 1) олиготрофный грядово-мочажинный комплекс (опробовалась торфяная залежь на гряде в пункте с координатами 56,937° северной широты (с.ш.); 82,698° восточной долготы (в.д.); 2) олиготрофное сосново-кустарничково-сфагнового болота (далее используется региональное название – «рям»; 56,927° с.ш.; 82,700° в.д.); 3) мезотрофное сосново-кустарничковое болото на границе рям с заболоченным лесом (далее используется термин «мезотрофная окраина»; 56,921° с.ш.; 82,704° в.д.). Более подробная характеристика исследуемой части Васюганского болота приведена в [6, 13, 14].

Основной акцент в исследовании был сделан на отбор и анализ вытяжек из торфов и минерального грунта, отобранных на трех указанных выше участках по интервалам 0,25 м. Отбор проб проводился 09.11.2018 г. согласно [15] при отрицательной температуре атмосферного воздуха. Пробы торфа и минерального грунта были помещены в полиэтиленовые емкости и в течение рабочего дня доставлены в аккредитованную гидрогеохимическую лабораторию ТПУ, где были подготовлены для химического и микробиологического анализа. В кислотных вытяжках из предварительно высушенных образцов (методика пробоподготовки для химического анализа приведена в [6] с использованием масс-спектрометрического метода с индуктивно связанной плазмой (масс-спектрометр NexION 300D) выполнено определение концентраций 73 химических элементов, включая Ca, Mg, Na, K, P, Si, Al, Fe, Mn и ряд других. В водных вытяжках

проведено определение pH и удельной электропроводности  $\chi$ . Изучение минерального состава включений в торфа было выполнено в ТПУ методом электронной микроскопии. Методика определения минерального состава также приведена в [6].

Исследование микрофлоры проводилось в торфяных вытяжках из проб торфов (и минерального грунта) с естественной влажностью. Пробоподготовка включала следующие операции. Предварительно из проб торфа (с соблюдением стерильности) удаляли стебли, корни растений, другие включения. Затем торф в закрытом пакете перемешивали, после чего, не вынимая из пакета, его раскладывали ровным слоем на столе. Из разных мест распределенного слоя торфа стерильным шпателем отбирали небольшие порции и в стерильной, предварительно тарированной фарфоровой чашке, взвешивали 1 г среднего образца. Полученную навеску помещали в стерильный флакон и заливали 100 мл стерильной водопроводной воды. Флакон с торфяной суспензией встряхивали в течение 15 мин, после чего давали ей отстояться в течение 5 мин и сразу использовали ее для приготовления разведений и посева. При этом учитывали, что в полученной исходной суспензии исследуемый материал (торф) разведен в 100 раз.

При изучении микрофлоры использовались классические методики, принятые в микробиологии [16, 17]. Сапрофиты, как основные деструкторы органического вещества, выявляли посевом аликвоты на мясопептонный агар и культивировали при температуре 22 и 37 °С. Гетеротрофные микроорганизмы, окисляющие восстановленные формы железа (далее – Fe-окисляющие), определяли на твердой среде Калиненко при температуре 22–25 °С в течение 10–15 сут. Аммонифицирующие микроорганизмы, принимающие участие в расщеплении белковых соединений до аммиака, определяли при температуре 22–25 °С в течение 10–15 дней с использованием мясопептонного бульона (и индикаторов, показывающих наличие аммиака). Денитрифицирующие бактерии выявляли на среде Гильята методом предельных разведений, инкубируя их при 22–25 °С в течение двух недель. Признаком наличия в среде бактерий служило изменение pH, цвета культуральной жидкости, появление в среде азота или аммиака, что фиксировалось по появлению пены. Количество нитрифицирующих бактерий, завершающих цикл превращения в почве азотсодержащих соединений, определяли путем посева торфяной суспензии на жидкую минеральную среду Виноградского методом предельных разведений. Посевы инкубировали при 25–28 °С в течение 14–15 сут.

Сульфатредуцирующие бактерии культивировались на среде Таусона–Штурм с лактатом кальция в качестве источника органического вещества. Посев осуществляли способом предельных разведений. Об интенсивности процесса редукции сульфатов судили по появлению в среде черного осадка сульфида железа. Тионовые бактерии представля-

ют единую в морфологическом и биохимическом отношении группу. Все они способны использовать энергию окисления восстановленных соединений серы в серную кислоту для ассимиляции углерода, построения клеточного тела и всех остальных функций. Эти бактерии выращивали на твердых и жидких средах, в которые добавляли тиосульфаты. Нефтеокисляющие бактерии, как показатели наличия углеводов в среде обитания, учитывали на агаризованной среде Мюнца с нефтью в качестве единственного источника углерода и энергии [16, 17]. Более подробное описание методов микробиологических исследований приведено в [18].

Для получения сопоставимых результатов производился пересчет количества обнаруженных микроорганизмов на 1 г абсолютно сухой почвы. С этой целью навеску грунта (10–20 г) помещали в заранее взвешенный металлический бюкс и высушивали в сушильном шкафу при 105 °С. Первое контрольное взвешивание высушенной почвы делали через 3 часа, затем высушивали торф до постоянного веса (контрольное взвешивание каждые 2 часа). Расчет производится по следующей формуле:

$$N = \frac{N_c \cdot 100}{100 - w} N_c = nA,$$

где  $N$  – количество клеток бактерий в 1 г абсолютно сухой почвы;  $N_c$  – количество клеток бактерий в 1 г влажной почвы;  $A$  – степень разведения;  $n$  – среднее арифметическое значение колоний, выросших во всех чашках;  $w$  – влажность грунта, %.

Статистический анализ полученных данных включал расчет среднего, дисперсии, коэффициентов корреляции, проверку на экстремумы и поиск регрессионных зависимостей между геохимическими и микробиологическими показателями с учетом требований [19]. Корреляционные связи принимались статистически значимыми (с уровнем значимости 5 %) при соблюдении условия

$|r| \geq \frac{2(1-r^2)}{\sqrt{N-1}}$ , а регрессионные – при условии

$R^2 > 0,36$  и  $|k_r| \geq \delta_k$ , где  $r$  – коэффициент корреляции;  $k_r$  – коэффициент регрессии;  $\delta_k$  – погрешность определения коэффициента регрессии;  $N$  – объем выборки;  $R^2$  – квадрат корреляционного отношения [20]. Все расчеты выполнены в пакете MS Excel.

#### Результаты исследования и их обсуждение

По данным, полученным в ноябре 2018 г., величина pH водных вытяжек из торфов последовательно увеличивается от 3,5–4,0 у поверхности до 4,8–5,7 в нижних слоях торфяной залежи, а затем достаточно резко возрастает у верхней границы минерального грунта до 6,1–7,8 (в 2017 г. были отмечены значения до 8,2 [6, 7]). Удельная электропроводность водных вытяжек также резко повышается на нижней границе торфяной залежи, но, в отличие от pH, принимает минимальные значения не в верхней, а в средней части залежи (рис. 1, 2; табл. 1).

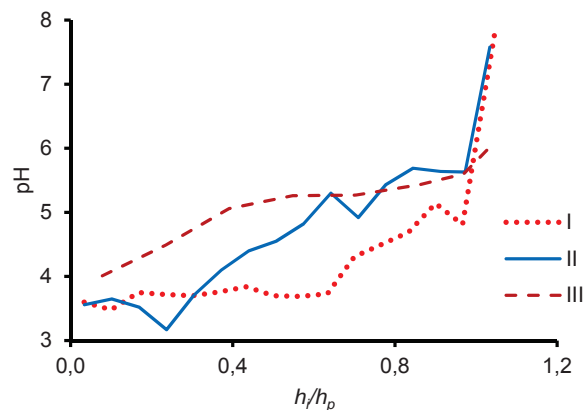


Рис. 1. Изменение величины pH водной вытяжки по глубине торфяной залежи в гряде ГМК (I), ряме (II) и на мезотрофной окраине (III);  $h_i/h_p$  – относительная глубина;  $h_i$  – средняя глубина интервала опробования, м;  $h_p$  – мощность торфяной залежи, м

Fig. 1. Change of pH in water extracts on peat deposit depth in the ridge of HRC (I), ryam (II) and mesotrophic border (III);  $h_i/h_p$  is the relative depth;  $h_i$  is the average depth of approbation interval, m;  $h_p$  is the capacity of a peat deposit, m

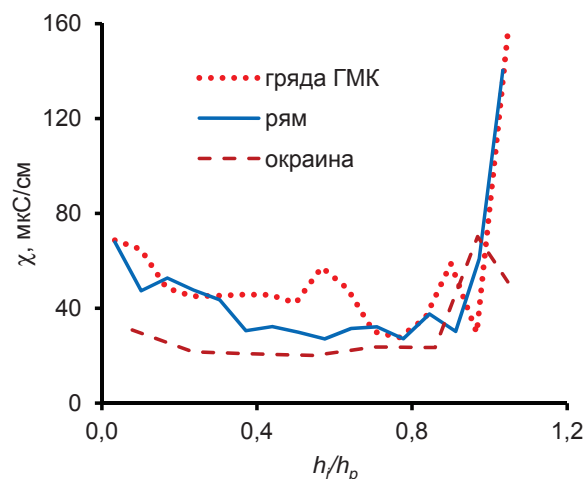


Рис. 2. Изменение величины удельной электропроводности  $\chi$  водной вытяжки по глубине торфяной залежи в гряде ГМК (I), ряме (II) и на мезотрофной окраине (III);  $h_i/h_p$  – относительная глубина;  $h_i$  – средняя глубина интервала опробования, м;  $h_p$  – мощность торфяной залежи, м

Fig. 2. Change of specific electric conductivity  $\chi$  in water extracts on peat deposit depth in the ridge of HRC (I), ryam (II) and mesotrophic border (III);  $h_i/h_p$  is the relative depth;  $h_i$  is the average depth of approbation interval, m;  $h_p$  is the capacity of a peat deposit, m

Распределение изученных химических элементов в кислотных вытяжках в целом характеризуется увеличением концентраций Ca, Al, Fe, Zr, Ba, редкоземельных элементов (РЗЭ) в нижних слоях торфов и/или минеральном грунте, максимумами в верхней и нижней частях торфяной залежи концентраций K, Si, Pb, Ti (максимумы Ti в олиготрофных экосистемах отмечены в верхней части, в мезотрофной – в придонном слое торфа), а также максимумами содержания S и Zn в разных интер-



**Таблица 2.** Микробиологические показатели вытяжек из торфов восточной части Васюганского болота 9 ноября 2018 г.  
**Table 2.** Microbiological parameters of extracts from peats of east part of the Vasyugan swamp on 9 November, 2018

№	Бактерии, кл/мл/Bacteria, cells/ml										
	денитрифицирующие deitrificans	нитрифицирующие nitrificans	аммонифицирующие NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> -forming	нефтеокисляющие oil oxidizing	олиготрофные oligo-trophic	образующие гидроксиды Fe forming Fe hydroxides	Fe-окисляющие Fe-oxidizing	сульфатовосстанавливающие sulfates restoring	Thiobacillus thio-parus	Thiobacillus intermedius	Thiobacillus novellus
1	0	0	1000	14 000	77 000	66 000	18 000	10 000	0	1 840 000	832 000
2	0	1000	1000	0	42 000	410 000	206 000	100 000	0	313 000	212 000
3	1000	10 000	1000	24 000	167 000	40 000	24 000	0	0	1 620 000	733 000
4	1000	1000	10 000	8000	426 000	60 000	7000	0	0	1 100 000	619 000
5	10 000	100 000	1 000 000	5000	53 000	118 000	0	100 000	57 000	322 000	880 000
6	10 000	0	100 000	60 000	1 500 000	176 000	13 000	0	0	2 960 000	1 440 000
7	10 000	0	100 000	0	592 000	97 000	203 000	10 000	14 000	1 632 000	320 000
8	10 000	100 000	10 000	0	8000	61 000	118 000	10 000	0	73 000	42 000
9	1000	10000	100 000	16 000	103 000	17 000	6000	1000	22 000	146 000	40 000
10	0	100 000	10 000	0	305 000	90 000	0	0	0	69 000	62 000
11	1 000 000	100 000	100 000	0	810 000	120 000	6000	0	0	2 240 000	1 015 000
12	10 000	100 000	1 000 000	0	853 000	80 000	155 000	0	0	1 320 000	1 410 000
13	1000	10 000	1000	14 000	1 069 000	360 000	3 200 000	100 000	0	5 160 000	1 750 000
14	10 000	100 000	1000	0	958 000	63 000	110 000	1000	0	1 722 000	1 600 000
15	0	1000	1000	0	1 960 000	157 000	390 000	1000	650 000	9 100 000	4 230 000
16	1000	100 000	10 000	19 000	1 922 000	140 000	20 000	10 000	0	4 860 000	3 760 000
17	10 000	100 000	100 000	20 000	145 000	5000	0	1000	40 000	82 000	1 920 000
18	0	0	0	0	149 000	21 000	22 000	1000	0	4 800 000	1 040 000
19	0	0	0	1 400 000	460 000	105 000	13 000	10 000	30 000	1 800 000	2 280 000
20	0	0	0	96 000	96 000	28 000	34 000	1000	0	130 000	123 000
21	10 000	1000	10 000	93 000	1 105 000	21 000	11 000	0	0	440 000	272 000
22	0	0	1000	1 260 000	1 310 000	17 000	33 000	10 000	0	564 000	232 000
23	1000	0	10 000	362 000	366 000	332 000	65 000	1000	18 000	213 000	816 000
24	0	0	0	390 000	1 321 000	88 000	16 000	1000	0	177 000	134 000
25	1000	0	0	410 000	580 000	125 000	41 000	1000	0	860 000	275 000
26	10 000	1000	1000	12 000	1 320 000	152 000	5 500 000	100 000	34 000	2810 000	1 325 000
27	0	0	0	26 000	440 000	70 000	21 000	10 000	0	482 000	2 240 000
28	100 000	0	100 000	80 000	142 000	0	1 056 000	0	0	1 344 000	690 000
29	10 000	0	10 000	0	1 200 000	0	0	0	0	1 200 000	2 100 000
30	100 000	0	1 000 000	120 000	8 100 000	0	380 000	0	0	981 000	798 000
31	10 000	0	100 000	80 000	1 150 000	58 000	70 000	0	0	199 000	93 000
32	1000	10 000	100 000	30 000	540 000	27 000	63 000	1000	21 000	1 221 000	1 510 000
33	1000	1000	10 000	16 000	532 000	0	22 000	10 000	0	218 000	244 000
34	10 000	0	100 000	200 000	2 150 000	259 000	18 000	1000	0	770 000	530 000
35	1000	1000	10 000	0	391 000	210 000	50 000	0	0	1 054 000	1 122 000
36	10 000	10000	10 000	0	422 000	58 000	51 000	0	0	322 000	473 000
37	10 000	10 000	100 000	0	1 040 000	200 000	716 000	10 000	0	4 400 000	2 100 000
38	1000	1000	10 000	20 000	890 000	320 000	2 704 000	10 000	180 000	1 500 000	2 640 000
39	0	0	1000	0	2 220 000	235000	6 340 000	10 000	0	1 520 000	1 322 000
40	1000	0	0	6000	3 000 000	268 000	4 300 000	1 000 000	0	1 244 000	1 359 000

Но его роль, судя по сильной изменчивости концентраций изученных веществ в деятельном горизонте торфяной залежи (табл. 1), в условиях восточной части Васюганского болота преувеличена.

Микробиологический анализ позволил выявить различные физиологические группы микроорганизмов, среди которых преобладают тионовые бактерии (*Thiobacillus novellus* и *Thiobacillus intermedius*), железобактерии, окисляющие восстановленные соединения железа, и гетеротрофные олиготрофные бактерии (рис. 3, табл. 2). Все перечисленные группы микроорганизмов хорошо приспособлены к анаэробным условиям, низким значениям pH и температуры болотных вод. Количество бактерий *Thiobacillus thio-parus*, приспособленных к нейтральной и щелочной среде, и железобактерий, образующих гидроксиды железа, значительно меньше содержаний других тионовых бактерий

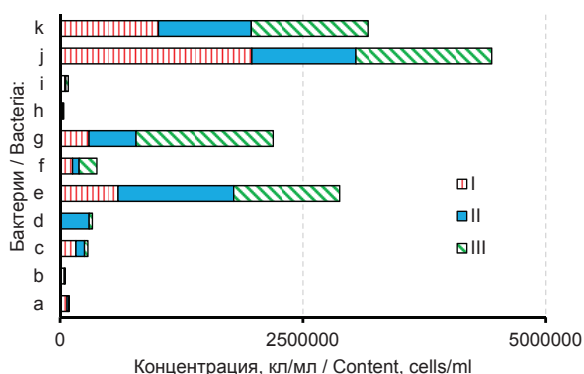
и гетеротрофных бактерий, окисляющих восстановленные соединения железа (далее используется сокращение «Fe-окисляющие бактерии»).

Однако нельзя не отметить относительно равномерное распределение содержаний бактерий, образующих гидроксиды железа, по глубине торфяной залежи всех трех изученных участков, что указывает на постоянно наблюдаемую возможность участия микроорганизмов в выведении малорастворимых соединений железа из болотных вод. Нефтеокисляющие бактерии в значительных количествах отмечены преимущественно в пробах торфов ряма. Среди микроорганизмов цикла азота наиболее представлены аммонифицирующие бактерии. Прочие группы микроорганизмов, более требовательных к содержанию кислорода, обнаружены в целом в заметно меньших количествах (табл. 2).

**Таблица 3.** Статистически значимые коэффициенты корреляции между физико-химическими, геохимическими и микробиологическими показателями торфов гряды ГМК, ряма и мезотрофной окраины

**Table 3.** Statistically significant factors of correlation between physical and chemical, geochemical and microbiological parameters of peats of the HRC ridge, ryam and mesotrophic border

Показатель/Indicator	Нитрифицирующие бактерии Nitrificans bacteria	Аммонифицирующие бактерии NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> forming bacteria	Олиготрофные бактерии Oligotrophic bacteria	Железобактерии, образующие гидроксиды Fe Fe-hydroxodes forming bacteria	Fe-окисляющие бактерии Fe-oxidizing bacteria	Thiobacillus thioeparus	Thiobacillus intermedius	Thiobacillus novellus
Денитрифицирующие бактерии Denitrificans bacteria	0,34	–	–	–	–	–	–	–
Аммонифицирующие бактерии NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> forming bacteria	0,37	–	–	–	–	–	–	–
Олиготрофные бактерии Oligotrophic bacteria	–	0,46	–	–	–	–	–	–
Fe-окисляющие бактерии Fe-oxidizing bacteria	–	–	–	0,39	–	–	–	–
Сульфатвосстанавливающие бактерии Sulfates restoring bacteria	–	–	–	0,48	0,43	–	–	–
Thiobacillus intermedius	–	–	–	–	–	0,67	–	–
Thiobacillus novellus	–	–	–	–	–	0,67	0,70	–
pH	–	–	0,45	–	0,44	–	–	0,33
Ca	–	–	0,40	–	0,57	–	–	0,40
S	–0,32	–	0,37	–	0,35	–	–	–
Al	–	–	–	–	–	0,42	0,37	0,38
Fe	–	–	0,43	–	0,53	–	0,32	0,51
Mn	–	–	–	–	0,45	–	–	0,35
Cu	–	–	–	–	0,35	0,37	0,38	0,44
Ba	–	–	0,35	–	–	0,40	0,36	0,45
La	–	–	–	–	–	0,40	–	–



**Рис. 3.** Средние значения содержаний различных физиологических групп микроорганизмов в вытяжках из торфов, отобранных в гряде ГМК (I), ряме (II) и на мезотрофной окраине (III); бактерии: a – денитрифицирующие; b – нитрифицирующие; c – аммонифицирующие; d – нефтеокисляющие; e – олиготрофные; f – образующие гидроксиды железа; g – окисляющие соединения железа; h – сульфатвосстанавливающие; i – Thiobacillus thioeparus; j – Thiobacillus intermedius; k – Thiobacillus novellus

**Fig. 3.** Average values of contents of microorganisms physiological groups in peat extracts in the ridge of the HRC (I), ryam (II) and mesotrophic border (III); bacteria: a – denitrificans; b – nitrificans; c – ammonium forming; d – oil oxidizing; e – oligotrophic; f – Fe-hydroxodes forming; g – Fe-oxidizing; h – Sulfates restoring; i – Thiobacillus thioeparus; j – Thiobacillus intermedius; k – Thiobacillus novellus

Между рядом микробиологических и геохимических показателей при уровне значимости 5 % выявлены статистически значимые связи, причем преимущественно прямые. В частности, такие свя-

зи установлены между величиной pH водных вытяжек, концентрациями Ca, Fe, S в кислотных вытяжках и содержанием в образцах торфов олиготрофных, тионовых бактерий и Fe-окисляющих бактерий (табл. 3). Возможно, это объясняется как использованием разными физиологическими группами микроорганизмов одних и тех же источников вещества и энергии и/или выделением одних и тех же продуктов метаболизма и их соединений (например, тионовыми и Fe-окисляющими бактериями, сульфатвосстанавливающими и бактериями, образующими гидроксиды железа), так и включением в анализ микроорганизмов из разных групп. В частности, в составе олиготрофных микроорганизмов могут присутствовать, с одной стороны, некоторые виды тионовых бактерий и железобактерий, а с другой стороны – аммонифицирующие бактерии (в последнем случае коэффициент корреляции  $r=0,46$ ). Обратная связь выявлена между содержаниями серы и нитрифицирующих бактерий, что объясняется взаимосвязанным ухудшением аэробных условий в торфяной залежи и выведением из раствора сульфидов металлов [10].

Безусловно, влияние геохимических и гидрологических факторов (содержания веществ – источников энергии и строительного материала клеток, содержания токсичных продуктов метаболизма, время и условия их контакта с микроорганизмами в условиях преобладания адвективного в деятельном горизонте торфяной залежи, диффузионного переноса в основной части инертного го-

ризонта, либо их почти полного отсутствия в ряде случаев в нижних слоях торфяной залежи) является в целом комплексом стохастических процессов, результат действия которого можно оценить только в вероятностном смысле даже при наличии максимально полной информации, которая обычно отсутствует. Кроме того, полученные в рассматриваемой работе результаты характеризуют потенциальные, а не фактические условия функционирования болотной микрофлоры. Поэтому не представляется возможным абсолютно однозначный и

точный прогноз распределения содержаний химических элементов в кислотных вытяжках из торфов в зависимости от содержания микроорганизмов и наоборот. Тем не менее в ряде случаев удалось выявить прогностические зависимости, отражающие наиболее общие взаимосвязи между микробиологическими и геохимическими показателями.

Так, была установлена зависимость для торфов между содержанием Fe-окисляющих бактерий (Febac., тыс. кл/мл), pH водной вытяжки и кон-

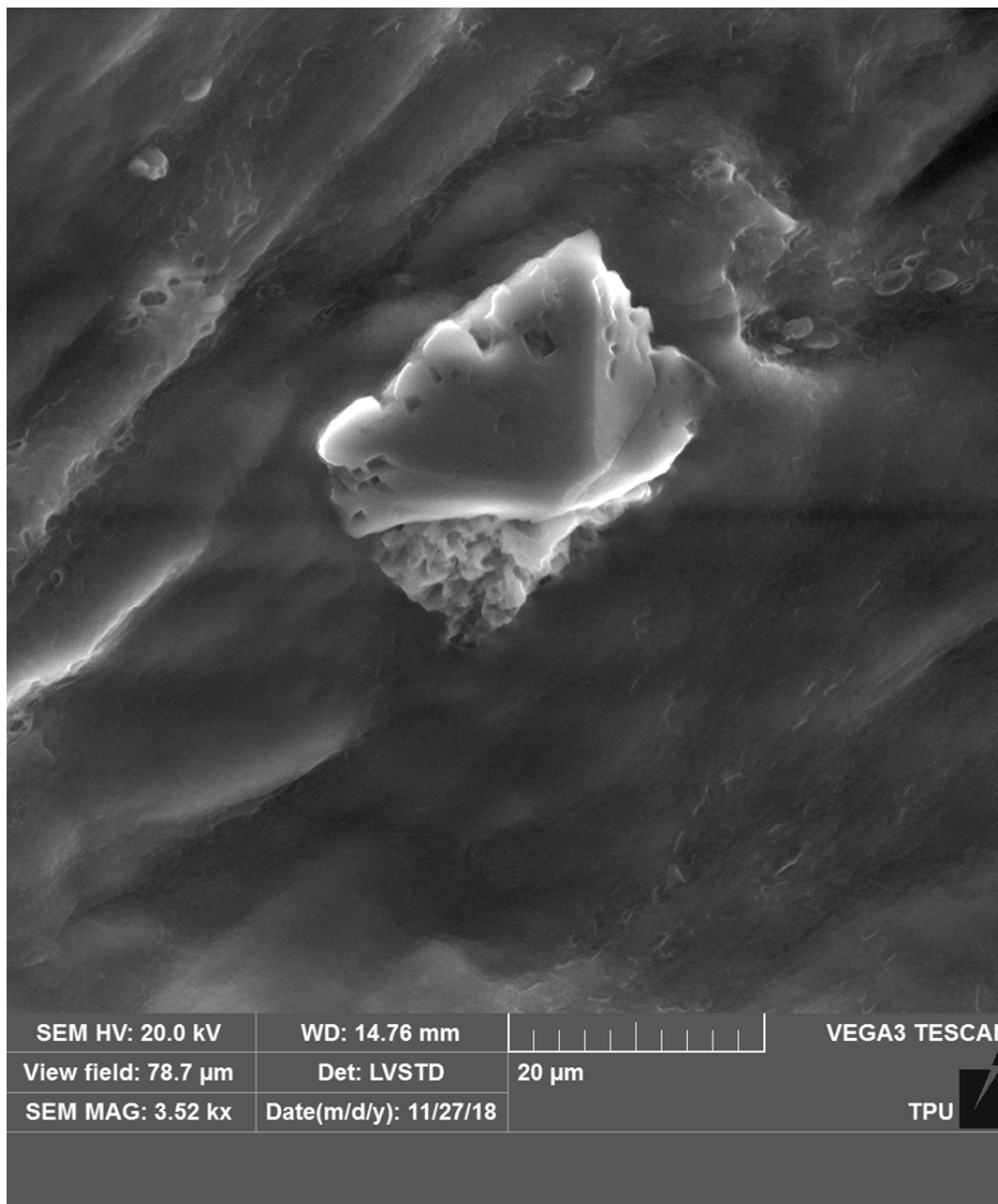


Рис. 4. Снимок минерального включения в торф в гряде, интервал 0,00–0,25 м; результаты полуколичественного спектрального анализа: 1) непосредственно включение: C – 38,59%; O – 48,13%; P – 0,39%; S – 0,28%; Ca – 10,68%; Fe – 1,44%; Na – 0,49%; 2) фон (на снимке ниже включения) – C – 58,42%; O – 37,32%; P – 0,63%; S – 0,46%; Ca – 0,79%; Fe – 2,07%; K – 0,32%

Fig. 4. Picture of mineral inclusion in peat in a ridge, an interval of 0,00–0,25 m; results of half-quantitative spectral analysis: 1) inclusion is direct: C – 38,59%; O – 48,13%; P – 0,39%; S – 0,28%; Ca – 10,68%; Fe – 1,44%; Na – 0,49%; 2) background (it is shown below inclusion in picture) – C – 58,42%; O – 37,32%; P – 0,63%; S – 0,46%; Ca – 0,79%; Fe – 2,07%; K – 0,32%

центрациями Ca, S, Fe в кислотных вытяжках (квадрат корреляционного отношения  $R^2=0,94$ ):

$$[Ca] = (-21151,108 \pm 2999,061) + \\ + (4873,022 \pm 961,206)pH + (4,279 \pm 0,908)[S] + \\ + (0,974 \pm 0,276)[Fe] + (0,742 \pm 0,276)[Fe \text{ bac}].$$

Не совсем очевидна роль кальция в развитии Fe-окисляющих гетеротрофных бактерий. Но можно предположить, что он является составляющей продуктов их метаболизма. Это в общих чертах подтверждается результатами электронной микроскопии минеральных включений, образовавшихся уже в лабораторных условиях в пробе болотной воды, которая была отобрана в гряде в интервале глубин 0,2–0,4 м от средней поверхности болота. Болотная вода высевалась на агаризованную среду Калиненко. После 10 дней в чашке Петри сформировались твердые включения, одно из которых представлено на рис. 4.

Состав исходной болотной воды характеризовался следующими показателями: pH 4,45; сумма главных ионов 9,6 мг/дм<sup>3</sup>; концентрация Fe 0,695 мг/дм<sup>3</sup>; бихроматная окисляемость 85,8 мгО/дм<sup>3</sup>; содержание сульфатвосстанавливающих бактерий 1 млн кл/мл, окисляющих соединений железа – 9150 кл/мл, образующих гидроксиды железа – 980 кл/мл, общее содержание тионовых бактерий – 3190 кл/мл. Химический состав кислотных вытяжек из проб торфа, отобранных в диапазонах глубин 0,00–0,25 и 0,25–0,50 м, соответствует данным образцов № 1 и 2 в табл. 1. В целом вероятность образования малорастворимых соединений кальция (предположительно – кальцит с включениями гидроксидов железа, рис. 4) повышается при улучшении условий существования микрофлоры, что в природе может наблюдаться в относительно маловодные годы и приводить к формированию в торфяной залежи минеральных включений, ранее выявленных на исследуемой части васюганского болота [25]. Также можно предположить, что деятельность болотной микрофлоры при определенной интенсивности водообмена может приводить к чередованию фрагментов торфяной залежи с достаточно резко отличающимися содержаниями питательного субстрата и/или токсичных продуктов метаболизма. Если этот процесс слабо дифференцирован, то обычно формируются евтрофные и мезотрофные экосистемы (при избыточном накоплении продуктов мета-

болизма) либо мезотрофные и олиготрофные рямы (при их недостаточной концентрации), а если больше рассредоточен в двухмерном горизонтально-ориентированном пространстве – олиготрофные грядово-мочажинные комплексы [14]. Но практически во всех случаях это приводит к дискретному характеру распределения химических элементов (рис. 1, 2, табл. 1) и малорастворимых (в наблюдаемых геохимических условиях) минеральных включений в торфа [25–28].

#### Заключение

В результате исследования получены следующие выводы:

- 1) болотная микрофлора является важным фактором распределения химических элементов по глубине торфяной залежи в различных внутриболотных экосистемах восточной части Васюганского болота; вероятность накопления в торфах малорастворимых соединений кальция, железа и РЗЭ возрастает по мере усиления анаэробных условий развития болотной микрофлоры, определяющих увеличение pH болотной среды до 7,8 и выше, что приводит к смещению карбонатного равновесия и выпадению малорастворимых соединений кальция (вопрос об идентификации кальцита или аморфных форм карбоната кальция и условиях их трансформации в торфяной залежи остается открытым);
- 2) возможность выведения из раствора гидроксидов железа является характерной особенностью геохимии торфяных болот на фоне незначительной, но постоянно наблюдаемой активности железобактерий, образующих гидроксиды железа, что подтверждается результатами анализа состава минеральных включений в торфа [6, 25];
- 3) вследствие сорбционных процессов на частицах гидроксида железа (и малорастворимых соединений кальция в нижних слоях торфяной залежи) происходит осаждение гидроокислов, фосфатов и карбонатов (возможно – сульфатов и сульфидов) ряда микроэлементов, включая РЗЭ, что подтверждается как расчетами осаждения и сорбции [7], так и данными о распределении микрофлоры по глубине торфяной залежи.

*Работа выполнена при финансовой поддержке грантов РФФИ № 18-55-80015, 17-05-00042.*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Shotyk W. Review of the inorganic geochemistry of peats and peatland waters // *Earth-Science Reviews*. – 1988. – № 25. – P. 95–176. DOI: 10.1016/0012-8252(88)90067-0.
2. Steinmann P., Shotyk W. Geochemistry, mineralogy, and geochemical mass balance on major elements in two peat bog profiles (Jura Mountains, Switzerland) // *Chemical Geology*. – 1997. – № 138. – P. 25–53. DOI: 10.1016/S0009-2541(96)00171-4.
3. Ecosystem recovery and natural degradation of spilled crude oil in peat bog ecosystems of West Siberia / W. Bleuten, E. Lapshina, W. Ivens, V. Shinkarenko, E. Wiersma // *International Peat Journal*. – 1999. – № 9. – P. 73–82.
4. Eurasian Mires of the Southern Taiga Belt: Modern Features and Response to Holocene Palaeoclimate / T. Minayeva, W. Bleuten, A. Sirin, E.D. Lapshina // *Wetlands and Natural Resource Management. Ecological Studies*. V. 190 / Eds. J.T.A. Verhoeven, B. Beltman, R. Bobbink, D.F. Whigham. – Berlin; Heidelberg: Springer-Verlag, 2006. – P. 315–341.
5. Modes of occurrence of rare earth elements in peat from Western Siberia / S.I. Arbuzov, S.G. Maslov, R.B. Finkelman,

- A.M. Mezhibor, S.S. Plenok, M.G. Blokhin, E.V. Peregudina // *Journal of Geochemical Exploration*. – 2017. – V. 10. – P. 1–22. URL: <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2017.10.012> (дата обращения 23.08.2019).
6. Изменения химического состава кислотных вытяжек по глубине торфяной залежи внутриболотных экосистем Васюганского болота (Западная Сибирь) / О.Г. Савичев, А.К. Мазуров, М.А. Рудмин, А.А. Хвощевская, А.Б. Даулетова // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2018. – Т. 329. – № 9. – С. 101–116.
  7. Mechanisms of Accumulation of Chemical Elements in a Peat Deposit in the Eastern Part of Vasyugan Swamp (West Siberia) / O.G. Savichev, A.K. Mazurov, M.A. Rudmin, N.E. Shakhova, V.I. Sergienko, I.P. Semiletov // *Doklady Earth Sciences*. – 2019. – V. 486. – P. 1. – P. 568–570. DOI: 10.1134/S1028334X19050258.
  8. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М. Геохимия подземных вод. Теоретические, прикладные и экологические аспекты / отв. ред Н.П. Лавёров. – М.: Наука, 2004. – 677 с.
  9. Shvartsev S.L. Geochemistry of fresh Groundwater in the Main Landscape Zones of the Earth // *Geochemistry International*. – 2008. – V. 46. – № 13. – P. 1285–1398.
  10. Formation of sphalerite (ZnS) deposits in natural biofilms of sulfate-reducing bacteria / M. Labrenz, G.K. Druschel, T. Thomsen-Ebert, B. Gilbert, S.A. Welch, K.M. Kemner, G.A. Logan, R.E. Summons, G. Stasio, P.L. Bond, B. Lai, S.D. Kelly, J.F. Banfield // *Science*. – 2000. – № 290. – P. 1744–1747.
  11. Solubility, Mobility, and Bioaccumulation of Trace Elements: Abiotic Processes in the Rhizosphere / B. Robinson, N. Bolan, S. Mahimairaja, B. Clothier // *Trace elements in the environment: biogeochemistry, biotechnology, and bioremediation* / ed. by M.N.V. Prasad, Ravi Naidu, Kenneth S. Sajwan. – New York, USA: Taylor & Francis Group, 2006. – P. 97–110.
  12. Geochemistry of carbonatic/sulphatic soils in the southern Angara region, Russia / Yu.N. Vodyanitskii, N.D. Kiseleva, O.G. Lopatovskaya, A.T. Savichev // *Annals of agrarian science*. – 2016. – № 14. – P. 140–151. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.aasci.2016.05.016> (дата обращения 23.08.2019).
  13. Научно-исследовательский полигон «Васюганье». Программа научной экскурсии / Л.И. Инишева, Т.В. Дементьева, Е.А. Головацкая, Е.В. Порохина. – Томск: ЦНТИ, 2003. – 88 с.
  14. Гидрогеохимические условия формирования олиготрофных болотных экосистем / О.Г. Савичев, А.К. Мазуров, И.П. Семилетов, В.А. Базанов, Н.В. Гусева, А.А. Хвощевская, Н.Г. Наливайко // *Известия РАН. Серия географическая*. – 2016. – № 5. – С. 60–69. URL: <http://dx.doi.org/10.15356/0373-2444-2016-5-60-69> (дата обращения 23.08.2019).
  15. ГОСТ 17644–83. Торф. Методы отбора проб из залежи и обработки их для лабораторных испытаний. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 12 с.
  16. Экология микроорганизмов /под ред. А.И. Нетрусова. – М.: АКАДЕМА, 2004. – 267 с.
  17. Наливайко Н.Г. Микробиология воды. – Томск: Изд-во Томск. политехн. ун-та, 2009. – 139 с.
  18. Савичев О.Г., Наливайко Н.Г., Трифонова Н.А. Микробиологический состав речных вод бассейна верхней и средней Оби // *Сибирский экологический журнал*. – 2002. – № 2. – С. 173–180.
  19. РД 52.24.622–2017. Порядок проведения расчета условных фоновых концентраций химических веществ в воде водных объектов для установления нормативов сбросов сточных вод. Дата введения 14.06.2017 г. – М.; Ростов-на-Дону: Росгидромет, ФГБУ «ГХИ», 2017. – 96 с.
  20. Nash J.E., Sutcliffe J.V. River flow forecasting through conceptual models. P. I – A discussion of principles // *Journal of Hydrology*. – 1970. – № 10 (3). – P. 282–290.
  21. Иванов К.Е. Водообмен в болотных ландшафтах. – Л.: Гидрометеоздат, 1975. – 280 с.
  22. Seasonal dynamics of water and nutrient fluxes in an agricultural peatland / C.D. Kennedy, N. Alverson, P. Jeranyama, C. DeMoranville // *Hydrological Processes*. – 2018. – V. 32. – P. 698–712. DOI: 10.1002/hyp.11436.
  23. Межибор А.М. Экогеохимия элементов-примесей в верховых торфах Томской области: автореф. ... канд. геол.-минерал. наук. – Томск, 2009. – 22 с.
  24. Veretennikova E.E. Lead in the natural peat cores of ridge-hollow complex in the taiga zone of West Siberia // *Ecological Engineering*. – 2015. – V. 80. – P. 100–107.
  25. Authigenic and Detrital Minerals in Peat Environment of Vasyugan Swamp, Western Siberia / M. Rudmin, A. Ruban, O. Savichev, A. Mazurov, A. Dauletova, O. Savinova // *Minerals*. – 2018. – V. 500. – № 8. – P. 1–13. DOI: 10.3390/min8110500.
  26. Origins of mineral matter in peat marsh and peat bog deposits, Spain / A.M. López-Buendía, M.K.G. Whateley, J. Bastida, M.M. Urquiola // *International Journal of Coal Geology*. – 2007. – V. 71. – P. 246–262. DOI:10.1016/j.coal.2006.09.001.
  27. Mineral components in a peat deposit: looking for signs of early mining and smelting activities in Silesia-Cracow region (Southern Poland) / J. Cabala, B. Smieja-Król, M. Jablonska, L. Chrost // *Environmental Earth Sciences*. – 2013. – № 69. – P. 2559–2568. DOI: 10.1007/s12665-012-2080-6.
  28. Comparative evaluation of the mineralogical composition of Sphagnum peat and their corresponding humic acids, and implications for understanding past dust depositions / C. Zaccone, S. Pabst, G.S. Senesi, W. Shotyk, T.M. Miano // *Quaternary International*. – 2013. – № 306. – P. 80–87. DOI: 10.1016/j.quaint.2013.04.017.

Поступила 26.08.2019 г.

#### Информация об авторах

**Савичев О.Г.**, доктор географических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Наливайко Н.Г.**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Рудмин М.А.**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Мазуров А.К.**, доктор геолого-минералогических наук, профессор Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.



UDC 550.46: 556.56

## MICROBIOLOGICAL CONDITIONS OF CHEMICAL ELEMENTS DISTRIBUTION ON PEAT DEPOSIT DEPTH IN ECOSYSTEMS OF THE VASYUGAN SWAMP EAST PART (WESTERN SIBERIA)

Oleg G. Savichev<sup>1</sup>,  
OSavichev@mail.ru

Nina G. Nalivaiko<sup>1</sup>,  
biologistngn@yandex.ru

Maxim A. Rudmin<sup>1</sup>,  
RudminMA@tpu.ru

Aleksey K. Mazurov<sup>1</sup>,  
AKM@tpu.ru

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

**Relevance** of the research is determined by the necessity to account the interrelations between distribution of chemical elements on peat deposit depth, formation, evolution and degradation of bogs when solving a number of fundamental and applied problems of study, use and protection of bogs.

**The aim** of the research is the estimation of microbiological conditions of chemical elements distribution on peat deposit depth and revealing of relations between geochemical and microbiological parameters of peats in east part of the Vasyugan swamp.

**Methods:** methods of chemical and microbiological analysis (including MS-ICP), statistical methods.

**Results and conclusions.** The authors have carried out chemical, mineralogical and microbiological analysis of peats and mineral ground samples. The samples were selected on the 9 of November, 2018 in east part of the Vasyugan swamp (border of a watershed of the Klyuch and Gavrilovka rivers which are the elements of a river network («Klyuch–Bakchar; Gavrilovka–Iksha–Chaya–Ob»; intraswamp ecological systems: the oligotrophic hollow-ridge complex, a ridge; the oligotrophic pine-dwarf-shrub-sphagnum raised bog (ryam), the mesotrophic border of an oligotrophic bog). It is shown that, first, the swamp microflora is a very important factor of chemical elements distribution on peat deposit depth in various intraswamp ecosystems in east part of the Vasyugan swamp. The probability of accumulation insoluble compounds of calcium, iron and rare earth elements in peats grows in amplification of microflora development anaerobic conditions. These factors determine increase of pH up to 7,8 and higher, that results in displacement carbonate balance and loss of insoluble calcium compounds. Second, the opportunity of iron hydroxides removing from a solution is the prominent feature of geochemistry of peat bogs on a background insignificant, but constantly observable activity of iron bacteria, which formed iron hydroxides. Thirdly, owing to sorption (and insoluble calcium compounds in the bottom layers of a peat deposit) hydroxides, phosphates and carbonates (possibly sulfates and sulfides) of some microelements, including rare earth elements, are precipitated on iron hydroxides.

### Key words:

Microbiological conditions, distribution of chemical elements, peat deposit, Vasyugan swamp, Western Siberia.

The research was financially supported by the RFBR grant no. 18–55–80015, 17–05–00042.

### REFERENCES

1. Shotykh W. Review of the inorganic geochemistry of peats and peatland waters. *Earth-Science Reviews*, 1988, no. 25, pp. 95–176. DOI: 10.1016/0012–8252(88)90067–0.
2. Steinmann P., Shotykh W. Geochemistry, mineralogy, and geochemical mass balance on major elements in two peat bog profiles (Jura Mountains, Switzerland). *Chemical Geology*, 1997, no. 138, pp. 25–53. DOI: 10.1016/S0009–2541(96)00171–4.
3. Bleuten W., Lapshina E., Ivens W., Shinkarenko V., Wiersma E. Ecosystem recovery and natural degradation of spilled crude oil in peat bog ecosystems of West Siberia. *International Peat Journal*, 1999, no. 9, pp. 73–82.
4. Minayeva T., Bleuten W., Sirin A., Lapshina E.D. Eurasian Mires of the Southern Taiga Belt: Modern Features and Response to Holocene Palaeoclimate. *Wetlands and Natural Resource Management. Ecological Studies*. Vol. 190. Eds. J.T.A. Verhoeven, B. Beltman, R. Bobbink, D.F. Whigham. Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag, 2006. pp. 315–341.
5. Arbutov S.I., Maslov S.G., Finkelman R.B., Mezhibor A.M., Ilenok S.S., Blokhin M.G., Peregudina E.V. Modes of occurrence of rare earth elements in peat from Western Siberia. *Journal of Geochemical Exploration*, 2017, no. 10, pp. 1–22. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2017.10.012> (accessed 23 August 2019).
6. Savichev O.G., Mazurov A.K., Rudmin M.A., Hvashechskaja A.A., Dauletova A.B. Changes of the chemical composition of acid extracts on depth of the peat deposit of the Vasyuganskoye mire ecological systems (the Western Siberia). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 9, pp. 101–116. In Rus.
7. Savichev O.G., Mazurov A.K., Rudmin M.A., Shakhova N.E., Sergienko V.I., Semiletov I.P. Mechanisms of Accumulation of Chemical Elements in a Peat Deposit in the Eastern Part of Vasyugan Swamp (West Siberia). *Doklady Earth Sciences*, 2019, vol. 486, P. 1, pp. 568–570. DOI: 10.1134/S1028334X19050258.
8. Kraynov S.R., Ryzhenko B.N., Shvets V.M. *Geokhimiya podzemnykh vod: teoreticheskie, prikladnye i ekologicheskie aspekty* [Geochemistry of ground waters: theoretical, applied and environmental aspects]. Moscow, Nauka Publ., 2004. 677 p.
9. Shvartsev S.L. Geochemistry of fresh Groundwater in the Main Landscape Zones of the Earth. *Geochemistry International*, 2008, vol. 46, no. 13, pp. 1285–1398.

10. Labrenz M., Druschel G.K., Thomsen-Ebert T., Gilbert B., Welch S.A., Kemner K.M., Logan G.A., Summons R.E., Stasio G., Bond P.L., Lai B., Kelly S.D., Banfield J.F. Formation of sphalerite (ZnS) deposits in natural biofilms of sulfate-reducing bacteria. *Science*, 2000, no. 290, pp. 1744–1747.
11. Robinson B., Bolan N., Mahimairaja S., Clothier B. Solubility, Mobility, and Bioaccumulation of Trace Elements: Abiotic Processes in the Rhizosphere. *Trace elements in the environment: biogeochemistry, biotechnology, and bioremediation*. Eds. M.N.V. Prasad, Ravi Naidu, Kenneth S. Sajwan. New York, USA, Taylor & Francis Group, 2006. pp. 97–110.
12. Vodyanitskii Yu.N., Kiseleva N.D., Lopatovskaya O.G., Savichev A.T. Geochemistry of carbonatic/sulphatic soils in the southern Angara region, Russia. *Annals of agrarian science*, 2016, no. 14, pp. 140–151. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.aasci.2016.05.016> (accessed 23 August 2019).
13. Inisheva L.L., Dementyeva T.V., Golovatskaya E.A., Porokhina E.V. *Nauchno-issledovatel'skiy poligon «Vasyuganye»*. Programma nauchnoy ekskursii [Scientific-research ground «Vasyuganye». Program of scientific excursion]. Tomsk, TSNTI Publ., 2003. 88 p.
14. Savichev O.G., Mazurov A.K., Semiletov I.P., Bazanov V.A., Guseva N.V., Khvashchevskaya A.A., Nalivayko N.G. Hydrogeochemical conditions of formation of oligotrophic bog ecosystems. *Izvestiya Rossiiskoi Akademii Nauk. Seriya Geograficheskaya*, 2016, no. 5, pp. 60–69. In Rus. Available at: <http://dx.doi.org/10.15356/0373-2444-2016-5-60-69> (accessed 23 August 2019).
15. GOST 17644–83. *Torf. Metody otbora pro biz zalezhi i obrabotki ikh dlya laboratornykh ispytany* [SS 17644–83 Peat. Methods of sampling from deposit and preparation of samples for laboratory tests]. Moscow, Izdatelstvo standartov, 1983. 12 p.
16. *Ekologiya mikroorganizmov* [Ecology of microorganisms]. Ed. by A.I. Netrusov. Moscow, AKADEMA Publ., 2004. 267 p.
17. Nalivayko N.G. *Mikrobiologiya vody* [Water microbiology]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ. house, 2009. 139 p.
18. Savichev O.G., Nalivayko N.G., Trifonova N.A. Microbiological structure of river waters of the Upper and Middle Ob river basin. *Contemporary Problems of Ecology*, 2002, no. 2, pp. 173–180. In Rus.
19. RD 52.24.622–2017. *Poryadok provedeniya rascheta uslovykh fonovykh kontsentratsiy khimicheskikh veshchestv v vode vodnykh ob'ektov dlya ustanovleniya normativov sbrosov stoknykh vod* [Procedure for calculating the background concentrations of chemicals in the water of water bodies in order to establish standards for wastewater discharges]. Moscow, Rostov-on-Don, Rosgidromet, FGBU «SCHI» Publ., 2017. 96 p.
20. Nash J.E., Sutcliffe J.V. River flow forecasting through conceptual models. P. I. A discussion of principles. *Journal of Hydrology*, 1970, no. 10 (3), pp. 282–290.
21. Ivanov K.E. *Vodoobmen v bolotnykh landschaftakh* [Water exchange in mire landscapes]. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 1975. 280 p.
22. Kennedy C.D., Alverson N., Jeranyama P., DeMoranville C. Seasonal dynamics of water and nutrient fluxes in an agricultural peatland. *Hydrological Processes*, 2018, vol. 32, pp. 698–712. DOI: 10.1002/hyp.11436.
23. Mezhibor A.M. *Ekogeokhimiya elementov-primesy v verkhovykh torfakh Tomskoy oblasti*. Avtoreferat Diss. Kand. Nauk [Ecogeochemistry of accessories elements in riding peats of the Tomsk area. Cand. Diss. Abstract]. Tomsk, 2009. 22 p.
24. Veretennikova E.E. Lead in the natural peat cores of ridge-hollow complex in the taiga zone of West Siberia. *Ecological Engineering*, 2015, vol. 80, pp. 100–107.
25. Rudmin M., Ruban A., Savichev O., Mazurov A., Dauletova A., and Savinova O. Authigenic and Detrital Minerals in Peat Environment of Vasyugan Swamp, Western Siberia. *Minerals*, 2018, vol. 500, no. 8, pp. 1–13. DOI: 10.3390/min8110500.
26. López-Buendía A.M., Whateley M.K.G., Bastida J., Urquiola M.M. Origins of mineral matter in peat marsh and peat bog deposits, Spain. *International Journal of Coal Geology*, 2007, vol. 71, pp. 246–262. DOI: 10.1016/j.coal.2006.09.001.
27. Cabala J., Smieja-Król B., Jablonska M., Chrost L. Mineral components in a peat deposit: looking for signs of early mining and smelting activities in Silesia–Cracow region (Southern Poland). *Environmental Earth Sciences*, 2013, no. 69, pp. 2559–2568. DOI: 10.1007/s12665-012-2080-6.
28. Zaccone C., Pabst S., Senesi G.S., Shotyk W., Miano T.M. Comparative evaluation of the mineralogical composition of Sphagnum peat and their corresponding humic acids, and implications for understanding past dust depositions. *Quaternary International*, 2013, no. 306, pp. 80–87. DOI: 10.1016/j.quaint.2013.04.017.

Received: 26 August 2019.

#### Information about the authors

**Oleg G. Savichev**, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Nina G. Nalivaiko**, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Maxim A. Rudmin**, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Aleksey K. Mazurov**, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 628.394 (597–25)

## ИЗУЧЕНИЕ ВИДОВОГО СОСТАВА МИКРООРГАНИЗМОВ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ОЧИСТКУ СТОЧНЫХ ВОД

Джумагулова Назира Тентимишовна<sup>1,2</sup>,  
dnazira@rambler.ru

Гаврилов Иван Евгеньевич<sup>2</sup>,  
gavrilov.i.e@yandex.ru

Нгуен Динь Дап<sup>1</sup>,  
nguyendinhdap@gmail.com

<sup>1</sup> Московский государственный строительный университет,  
Россия, 129337, г. Москва, Ярославское шоссе, 26

<sup>2</sup> Аграрный университет МСХА им. К.А. Тимирязева,  
Россия, 127550, г. Москва, ул. Тимирязевская, 49.

**Актуальность.** Одним из наиболее эффективных способов очистки сточных вод является биохимический метод, дающий возможность практически полностью удалить из сточных вод различные растворенные органические вещества. Для улучшения окислительной мощности аэротенков и управления биохимическим процессом очистки сточных вод необходимо было выяснить экспериментально изменчивость биоценоза под влиянием среды и других факторов.

**Целью** настоящей работы является интенсификация биологической очистки сточных вод за счет непосредственного воздействия на метаболизм микроорганизмов активного ила.

**Объекты:** видовой и количественный состав микроорганизмов в результате очистки бытовых сточных вод на аэротенках; структуры и состава ферментов, сформировавшихся в процессе очистки.

**Методы:** исследование биоценоза, методы гидробиологического контроля активного ила и микроскопии активного ила. По исследованиям индикаторных организмов определяется эффективность процесса очистки сточных вод. При микроскопировании активного ила определяют функциональное состояние организмов, особенно индикаторных, подсчитывают организмы тем или иным методом количественного учета, классифицируют их по индикаторным группам, затем определяют тип биоценоза, его характерные особенности. Для исследования микроорганизмов активного ила с помощью микроскопирования используется метод «живой» капли под покровным стеклом.

**Результаты.** На основе проведенных исследований было выявлено, что снятие загрязнений по аммонийному азоту и фосфору до нормативно-допустимых значений в аэротенках без создания анаэробных зон недостижимо. Присутствие в водной среде органических веществ угнетает развитие нитрифицирующих бактерий, поэтому процесс нитрификации начинается лишь после окисления углеродсодержащих органических соединений, когда создаются условия для первой стадии нитрификации. Нитрифицирующие бактерии также способны накапливать полифосфаты в своих клетках. В обычных условиях биологической очистки, если нитрификация неглубокая, за счет потребления фосфатов бактериями удаляется от 10 до 30 % растворенных соединений фосфора. Для развития нитрифицирующих бактерий в аэротенках старой конструкции возможно применение прикрепленной микрофлоры с помощью различных загрузок, а также создание в одном из коридоров анаэробных зон, с устройством перемешивающего оборудования и рециркуляции иловой смеси в голову сооружения. Исследование биоценозов активного ила по стадиям его развития позволяет определить доминирующие формы организмов в илах аэротенков, работающих с разными нагрузками на активный ил. При налаженной работе аэротенков в активном иле устанавливается постоянный биоценоз, соответствующий определенной стадии развития ила. Изменение этого биоценоза свидетельствует об изменении режима работы аэротенка.

### Ключевые слова:

Активный ил, расход сточных вод, аэротенки, интенсификация процессов очистки, микроорганизмы, биоценоз.

### Введение

До сих пор не существует совершенной системы биоиндикации процесса биологической очистки сточных вод. В процессе очистки происходит последовательность изменения видового состава активного ила, что связано с последовательностью удаления соответствующих субстратов из сточной жидкости. Переход биоценоза из одной стадии развития в другую связан с изменением количества питательных веществ в среде, т. е. в случае процесса с активным илом с нагрузкой по биологическому потреблению кислорода (БПК) на 1 г беззольного вещества [1]. В зависимости от состава сточных вод биоценоз активного ила может харак-

теризоваться высоким разнообразием – до 45 видов простейших, с различным численным преобладанием отдельных видов.

В настоящее время аэротенки, применяемые для очистки хозяйственно-бытовых и промышленных вод, с конструктивной точки зрения почти исчерпали свои возможности, позволяющие интенсифицировать процесс биологической очистки [2].

Все существующие отечественные и зарубежные математические моделирования процессов биологической очистки сточных вод разработаны на технологических параметрах работы сооружений (управление содержанием растворенного кислорода или нагрузкой на активный ил).

В результате решения этих моделей дана рекомендация: строительство сложных многофункциональных очистных сооружений, включающих в свой состав технологическое оборудование различного назначения и принципа действия [3, 4].

Самым перспективным, и в то же время почти неисчерпаемым, можно считать путь интенсификации биологической очистки сточных вод за счет непосредственного воздействия на метаболизм микроорганизмов активного ила [5, 6]. Знание процессов, которые происходят в активном иле, позволяет оперативно выявлять воздействующие факторы, делать прогноз в процессе очистки сточных вод и, следовательно, управлять этим процессом [7, 8].

Во многих городах и поселках России очистные сооружения городской канализации построены в 60–70 гг. прошлого века [9]. Они исчерпали свои ресурсы, физически устарели и требуют реконструкции. К сбросу очищенных сточных вод предъявляются более жесткие требования по природоохранному нормированию.

Авторами проводились исследования биопленки на биофильтрах с различными загрузочными материалами, для удаления соединений азота из сточных вод в лабораторных условиях [10].

Получены результаты по аммонийному азоту и другим показателям, необходимые для сброса в водоемы рыбохозяйственного назначения, но биофильтры в основном предназначены для малых очистных сооружений [11]. Все организмы, которые входят в биоценоз активного ила, входят в биоценоз живой пленки биофильтров. Однако соотношение организмов в биофильтрах совсем другое, чем в активном иле [11, 12].

В процессе очистки производственных сточных вод в последнее время находят широкое применение реагентные и мембранные технологии. Данные технологии ведут к удорожанию процесса очистки сточных вод, кроме того, образуются химические отходы, размещение которых оказывает негативное воздействие на окружающую природную среду. В очистке сточных вод применяются химические, физико-химические, механические и биологические методы. Однако предпочтение следует отдавать биологическому методу очистки сточных вод, как наиболее распространенному и экономически выгодному. В текстильном производстве одним из основных загрязнителей является синтетические поверхностно-активные вещества (СПАВ). СПАВ входят в состав моющих средств и постоянно присутствуют в бытовых сточных водах, а также в производственных сточных водах ряда предприятий [11–14].

Результаты экспериментов показывают, что для снижения концентрации СПАВ до требуемых показателей биохимические методы очистки на аэротенках достаточно эффективны.

Управлять биохимическим процессом очистки сточных вод и значительно интенсифицировать его возможно лишь при условии знания роли опреде-

ляющих его факторов: состава микроорганизмов и их биохимических свойств на разных стадиях очистки; взаимоотношений отдельных групп микробов между собой; влияния условий среды (состава и концентрации сточных вод; температуры, pH); изменчивости среды и других факторов [15, 16].

#### Материалы и методы

Для повышения эффективности работы аэрационных сооружений и управления процессами биохимической очистки необходимо провести:

- 1) анализ качественных и количественных показателей очистки бытовых сточных вод на аэротенках и учет состава биоценоза;
- 2) исследование структуры и состава ферментов, сформировавшихся в процессе очистки;
- 3) исследование методов интенсификации работы аэротенков в процессе биологических методов очистки сточных вод.

Для исследования были выбраны аэротенки-вытеснители для полной биологической очистки. Расход сточных вод составляет на аэротенке средним 50 тыс. м<sup>3</sup>/сут, средняя доза иловой смеси активного ила 1,5 мг/л, содержание растворенного кислорода 2,7 мг/л, иловой индекс 87.

Температура 21,7 °С. В течение 21 дня ежедневно отбирались пробы в осветленной воде после механической очистки, перед поступлением сточной воды в аэротенк. Время пребывания осветленной воды в аэротенке составляет 6–7 часов, поэтому отбор проб очищенной воды производился во второй половине дня.

В очищенной воде исследовались показатели очистки воды, а в иловой смеси – структура и видовой состав активного ила.

Для оценки качества очистки в осветленной и очищенной воде отбирались пробы последующим показателям: взвешенные вещества, нефтепродукты, ПАВ, фосфаты и азот аммонийных солей [16].

Подсчет организмов производится с помощью микроскопирования. После подсчета всей микрофауны рассчитываются: количество видов, отношение прикрепленных микроорганизмов к свободно плавающим (коэффициент К), процентное отношение чувствительных микроорганизмов к устойчивым, индекс C<sub>и</sub> (в нем заложена информация как о количестве видов, так и об их численном распределении по видам) и количество микроорганизмов на дозу ила [17–21].

Отношение прикрепленных микроорганизмов к свободно плавающим [1]:

$$K = \frac{A}{B},$$

где К – коэффициент; А – прикрепленные микроорганизмы; В – свободно плавающие микроорганизмы.

Количество микроорганизмов на дозу ила [1]:

$$C = \frac{X}{V_{\text{кап}} m},$$

где  $C$  – количество организмов в пробе;  $X$  – количество экземпляров;  $V_{\text{кап}}$  – объем капли (0,01 мл);  $m$  – доза ила по массе.

Индекс CUBA [1]:

$$D = N + V,$$

где  $D$  – индекс CUBA;  $N$  – количество видов;  $V$  – единица равномерного распределения.

### Результаты исследования и обсуждение

Гидробиологический анализ проб активного ила, отобранных из аэротенка, показал богатый видовой состав приблизительно 37 видов. Для аэротенков, работающих на полную очистку, характерно развитие зооглейных скоплений бактерий и мезасапробных простейших.

Биоценоз активного ила – это гибкий природный механизм, позволяющий сложноорганизованной сточной среде с присущей ей структурной неоднородностью обеспечивать наиболее эффективное распределение субстанций через изменение структуры микроорганизмов. Каждый раз при изменении параметров нагрузки система вынуждена подбирать наиболее эффективную конфигурацию взаимодействия с внешней средой за счет процессов самоорганизации, оптимизирующих это взаимодействие [22–25].

В табл. 1 показан видовой состав активного ила на 26.06.2017 г., отражены количественные параметры.

Для оценки состояния биоценоза активного ила сначала проводился качественный учет разнообразия организмов. Затем в тщательно перемешанной пробе просчитывали их количество. Подсчет организмов ведется с помощью микроскопирования. Сумма каждого отдельного вида микроорганизма в 1 капле (0,01 мл) заносится в таблицу.

Таблица 1. Количественный и качественный состав биоценоза активного ила

Table 1. Quantitative and qualitative composition of activated sludge biocenosis

Название Name	Количество Quantity	Название Name	Количество Quantity
Aspidiscacostata	714	Centropixisaculeat	0
Chilodoncuculus	214	Centropixisssp	286
Amphileptusclap	0	Pamphagushyalin	71
Litonotuscarinatus	0	Eugliphaacanthop	143
Spirostomumambigu	71	Bodoglobosus	357
Colepshirtus	214	Flagellatasp	571
Chaetonotusmax	143	Mastigamaeba	71
Epistylisrotens	1500	Amaebaproteus	143
Epistylisplacitilis	429	Amaebamedium	143
Opercellariacoarc	0	Colurellasp	214
Vorticellaalba	71	Rotariarotatoria	357
Vorticellacovallaria	357	Philodinasp	71
Vorticellanutens	143	Lecaneinermis	143
Zoothamniumsp	286	Aeolosomahemprichi	429
Thuricolasimiles	214	Zoogloeauva	571
Podophriafixa	0	Actinomyces	0
Tokophryamollis	0	Filamentousbacteria	71
Arcellavulgaris	857		

Большое разнообразие видов микроорганизмов, но в то же время неравномерное их количество зависит от расхода сточных вод, их состава и концентрации, температуры, pH. В ходе экспериментов установлено, что если поддерживать основные параметры сооружений – расход сточной воды и нагрузку по БПК стабильными, то сформируется определенный состав биоценоза активного ила.

В состав активного ила входят различные виды бактерий, инфузорий, коловратки, черви и т. д. В нашем случае преобладали следующие виды микроорганизмов:

- простейшие (Амеба) – голые амебы. Низшие формы их лишены скелета и представляют собой голый комочек цитоплазмы;
- инфузории (Vorticellacovallaria) – одиночные инфузории. Относятся к классу наиболее высокоорганизованных представителей простейших, органами движения которых являются реснички, короткие волосовидные выросты плазмы [16, 19];
- коловратки (Rotariarotatoria) – микроскопические многоклеточные животные. У большинства коловраток довольно четко можно выделить головной отдел, туловище и ногу [11–14];
- грибы – составляют обширную группу организмов с совершенно особой биологической организацией. Тело гриба состоит из тонких нитей – гифов, образующих разветвленную структуру, называемую мицелием. Гифы представляют собой жесткие трубочки, заполненные моноядерной цитоплазмой [15];
- бактерии – нитчатые бактерии, представляющие собой длинные нити из соединительных вместе палочковидных клеток, покрытых общим чехлом. В пределах нити клетки размножаются простым делением. Бактерии играют основную роль в процессах изъятия и окисления органических и некоторых неорганических соединений при очистке сточных вод и самоочищении природных водоемов [26, 27].

Динамика развития микроорганизмов в зависимости от факторов среды представлена на рис. 1.

Из графиков видно, как в течение 21 дня проведения эксперимента сформировался определенный видовой состав биоценоза активного ила.

На рис. 2 представлен суточный расход сточных вод, доза ила и содержание растворенного кислорода во время эксперимента.

Следует отметить, что количественный состав микроорганизмов имеет прямую связь с поступающим расходом сточных вод.

После подсчета всей микрофауны рассчитываются: количество видов, отношение прикрепленных микроорганизмов к свободно плавающим (коэффициент К), процентное отношение чувствительных микроорганизмов к устойчивым, индекс CUBA (в нем заложена информация, как о количестве видов, так и об их численном распределении по видам) и количество микроорганизмов на дозу ила (табл. 2).

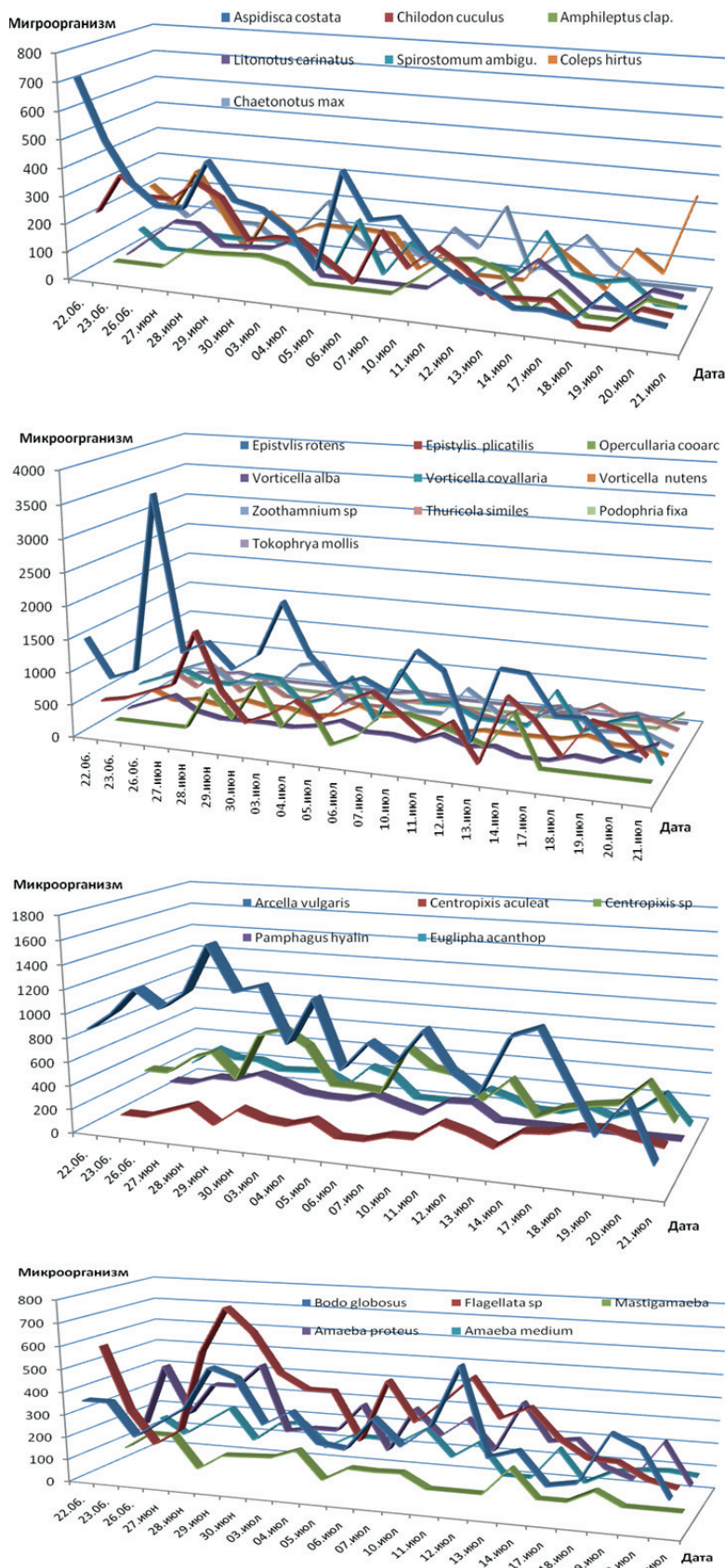


Рис. 1. Изменение состава микроорганизмов

Fig. 1. Change of structure of microorganisms

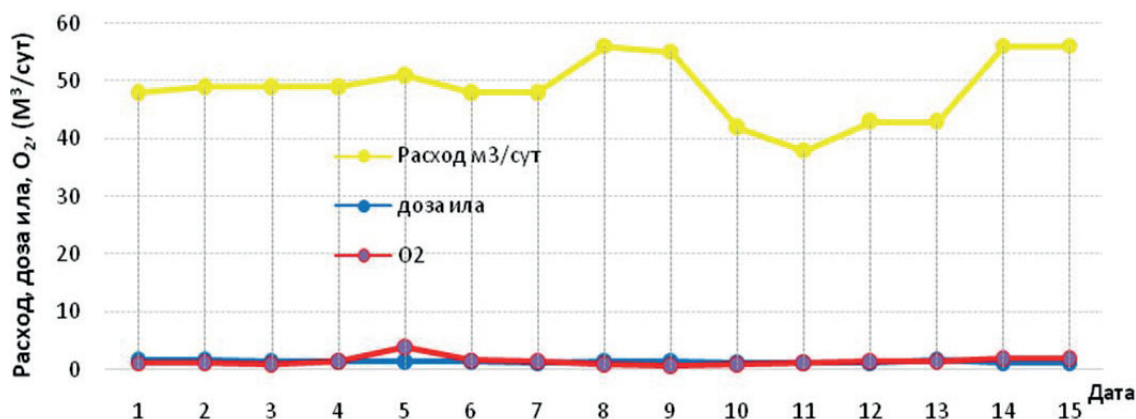


Рис. 2. Характеристики осветленной воды по расходу, дозе ила и растворенному кислороду

Fig. 2. Clarified water characteristics on discharge, sludge dose and dissolved oxygen

Таблица 2. Количественный учет микроорганизмов в активном иле

Table 2. Quantitative assessment of microorganisms in activated sludge

Количество видов Number of species	Отношение К Ratio K	Процентное отношение Percentage	Коэффициент Coefficient		Доза ила Sludge portion	Индекс Cuba Index
			1	2		
8929	3000	3214	0,04	0,96	1,4	28,7
8714	2571	3500	0,04	0,96	1,4	26,64
9786	3786	3643	0,03	0,97	1,4	31,78
12000	5429	3714	0,03	0,97	1,4	29,73
11214	5000	3786	0,03	0,97	1,4	32,81
13308	3769	5385	0,03	0,97	1,3	30,76
12083	3917	4333	0,03	0,97	1,2	32,81
10000	3500	3813	0,03	0,97	1,6	32,81
9875	4438	3188	0,04	0,96	1,6	27,67
9313	3750	3438	0,04	0,96	1,6	27,67
7000	3000	2059	0,04	0,96	1,7	28,70
10500	4500	3500	0,04	0,96	1,6	27,67
8600	3533	2667	0,04	0,96	1,5	28,70
10714	4143	3571	0,04	0,96	1,4	28,70
9769	3462	3000	0,04	0,96	1,3	28,70
6688	1750	2563	0,04	0,96	1,6	27,67
11143	4571	3071	0,03	0,97	1,4	29,73
10692	4154	2923	0,03	0,97	1,3	29,73
7765	2588	2471	0,04	0,96	1,7	28,70
8615	3154	2308	0,04	0,96	1,3	30,76
9250	2917	3083	0,03	0,97	1,2	28,70
5786	1929	1786	0,04	0,96	1,4	25,60

Из табл. 2 следует, что биоценоз активного ила имеет хороший видовой состав и все показатели в норме.

На рис. 3, в табл. 3, 4 представлены эффект очистки на выходе из аэротенка следующих веществ: взвешенные вещества, СПАВ и НП.

Как видно из рис. 4, качество очистки соответствует требованиям предельно допустимого сброса, за исключением тех дней, когда в осветленной воде сильно падает или сильно превышает концентрация взвешенного вещества. В таких случаях возможно биоценоз активного ила испытывает недостаток либо избыток питательных веществ, что приводит к ухудшению качественных показателей.

Таблица 3. Качество осаждения взвешенных веществ

Table 3. Quality of suspended substance sedimentation

Дата Date (2017)	Взвешенные вещества (освет. вода) Suspended solids (clarified water)	Взвешенные вещества (очищ. вода) Suspended matter (cleaned up water)	НДС Norm allowable discharge	Расход, м³/сут Water discharge, m³/l
	мг/л (mg/l)			
21.06	121	6,6	10	55
22.06	105	9,6	10	52
23.06	117	8,2	10	52
27.06	92	6,8	10	38
28.06	60	22	10	52
29.06	178	8,6	10	52
30.06	120	4,6	10	45
03.07	97	9	10	43
04.07	198	8,4	10	68
05.07	209	11,2	10	76
06.07	136	10	10	51
07.07	286	15,2	10	89
10.07	154	9	10	61
11.07	74	11,2	10	53
12.07	119	8,6	10	48
13.07	186	5,4	10	49
14.07	161	6,4	10	49
17.07	96	6,8	10	49
18.07	163	5,6	10	51
19.07	54	15,4	10	48
20.07	76	14,2	10	48

Качество очистки синтетических поверхностно-активных веществ при данном составе биоценоза активного ила значительно ниже нормативно допустимого сброса. В разделе обзора литературы отмечалась возможность применения биохимического метода для очистки сточных вод текстильного производства (непосредственно с варочных цехов).

Для достижения таких же показателей для очистки нефтепродуктов необходимо увеличить дозу активного ила и концентрацию растворенного кислорода на 15–20 %. Из табл. 4 следует, что качественные показатели в очищенной воде по нефтепродуктам незначительно превышают нормативно-допустимые сбросы.

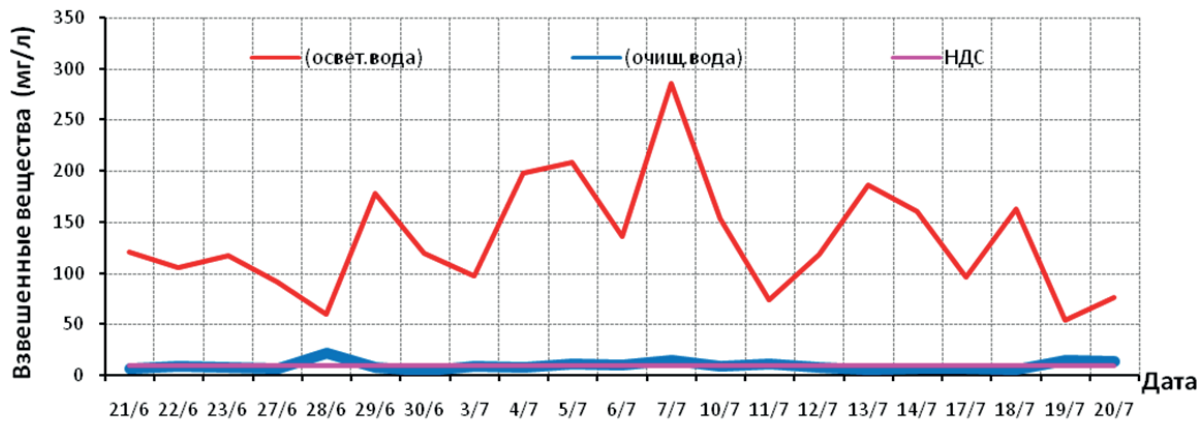


Рис. 3. Процесс осаждения взвешенных веществ

Fig. 3. Suspended substance sedimentation

Таблица 4. Качества очистки СПАВ и нефтепродуктов

Table 4. Synthetic surfactants and oil products treatment quality

Дата/время (2017 г.) Date/time (2017)	Качество очистки СПАВ Quality of cleaning synthetic surfactants			Качество очистки нефтепродуктов Mineral oil refining quality		
	СПАВ (освет. вода) Synthetic surfactants (clarified water)	СПАВ (очищ. вода) Synthetic surfactants (cleaned up water)	НДС Norm allowable discharge	НП (освет. вода) Mineral oil (clarified water)	НП (очищ. вода) Mineral oil (cleaned up water)	НДС Norm allowable discharge
	мг/л (mg/l)					
21.06/10-20	2,8	0,06	0,5	2,4	0,07	0,05
22.06/10-00	2,4	0,046	0,5	1,7	0,07	0,05
23.06/10-05	1,9	0,055	0,5	2,2	0,06	0,05
26.06/10-00	2,5	0,067	0,5	2,4	0,09	0,05
27.06/10-10	2	0,057	0,5	2,8	0,07	0,05
28.06/10-20	2,4	0,069	0,5	2,6	0,06	0,05
29.06/10-00	2,6	0,049	0,5	2,8	0,05	0,05
30.06/10-15	2,2	0,051	0,5	1,9	0,08	0,05
03.07/10-00	2,7	0,074	0,5	2,1	0,12	0,05
04.07/10-00	1,9	0,045	0,5	2,4	0,09	0,05
05.07/10-25	3	0,071	0,5	2,4	0,12	0,05
06.07/10-40	2,3	0,064	0,5	2,6	0,11	0,05
07.07/10-20	2,1	0,06	0,5	2,3	0,09	0,05
10.07/10-30	2	0,073	0,5	2,7	0,08	0,05
11.07/10-05	2,5	0,058	0,5	2,5	0,06	0,05
12.07/10-15	2,1	0,068	0,5	2,3	0,07	0,05
13.07/10-25	1,7	0,054	0,5	3,7	0,09	0,05
14.07/10-05	2,6	0,055	0,5	2,9	0,07	0,05
17.07/10-15	3,1	0,068	0,5	3,5	0,15	0,05
18.07/10-10	2,2	0,059	0,5	3,4	0,08	0,05
19.07/10-20	2,1	0,061	0,5	2,7	0,08	0,05
20.07/10-25	2	0,063	0,5	2,3	0,09	0,05
21.07/10-20	2,6	0,049	0,5	2,5	0,07	0,05

### Выводы и обсуждение

На основе проведенных исследований было выявлено, что снятие загрязнений по аммонийному азоту и фосфору до нормативно-допустимых значе-

ний в аэротенках без создания анаэробных зон недостижимо.

Присутствие в водной среде органических веществ угнетает развитие нитрифицирующих бактерий, поэтому процесс нитрификации начинается лишь после окисления углеродсодержащих органических соединений, когда создаются условия для первой стадии нитрификации. Нитрифицирующие бактерии также способны накапливать полифосфаты в своих клетках. В обычных условиях биологической очистки, если нитрификация неглубокая, за счет потребления фосфатов бактериями удаляется от 10 до 30 % растворенных соединений фосфора [28].

Для развития нитрифицирующих бактерий в аэротенках старой конструкции возможно применение прикрепленной микрофлоры с помощью различных загрузок, а также создание в одном из коридоров анаэробных зон, с устройством перемещающего оборудования и рециркуляции иловой смеси в голову сооружения.

Увеличивая или уменьшая приток загрязнений к активному илу, можно искусственно регулировать биоценоз активного ила, скорости его роста и изъятия загрязнений, т. е. количество избыточного ила и качество очищенной сточной жидкости.

Таким образом, исследование биоценозов активного ила по стадиям его развития позволяет определить доминирующие формы организмов в илах аэротенков, работающих с разными нагрузками на активный ил. При налаженной работе аэротенков в активном иле устанавливается постоянный биоценоз, соответствующий определенной стадии развития ила. Изменение этого биоценоза свидетельствует об изменении режима работы аэротенка.

Представляет интерес изучение различной нагрузки на микроорганизмы по загрязняющим веществам, при которой процесс биологической очистки будет протекать в той или иной стадии развития активного ила.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рекомендации по проведению гидробиологического контроля на сооружениях биологической очистки с аэротенками. – М.: Пермь, 2004. – 52 с.
2. Волков С.А., Макиша Е.В. Формирование списков правил для верификации информационных моделей строительных объектов. Ч. 1 // Инженерный вестник Дона. – 2018. – № 4. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2018/5347 (дата обращения 01.11.2018).
3. Гогина Е.С., Гулшин И.А. Моделирование энергоэффективного процесса биологической очистки сточных вод в циркуляционном окислительном канале // Водоснабжение и санитарная техника. – 2016. – № 9. – С. 42–48.
4. Гогина Е.С., Гулшин И.А. Удаление азота в модели циркуляционного окислительного канала при пониженном содержании органики в сточных водах // Водоснабжение и санитарная техника. – 2017. – № 12. – С. 26–33.
5. Gulshin I. The settling behavior of an activated sludge with simultaneous nitrification and denitrification // Matec Web of Conferences. – 2017. – № 106. – P. 07002.
6. Алексеев Е.В. Экологические аспекты очистки сточных вод, содержащих биологически стойкие органические вещества // Вода и экология: проблемы и решения. – 2005. – № 4. – С. 68–77.
7. Wang J. Application of radiation technology to sewage sludge processing: a review // Journal of Hazardous Materials. – 2007. – V. 143. – Iss. 1–2. – P. 2–7.
8. Factors affecting disinfection and stabilization of sewage sludge / A. Bethany, S. Robert, Jr. Smith, E. James, D. Suresh // Proc. of the Water Environment Federation. – Publisher: Water Environment Federation. – 2006. – Session 61 through session 70. – P. 5345–5361.
9. Кузнецов Н.Б. Прикладная экибиотехнология. 3-е изд., доп. – М.: БИНОМ, 2015. – 629 с.
10. Gogina E.S., Yantsen O.V. Research of biofilter feed properties // International Journal of Applied Engineering Research. – 2015. – T. 10. – № 24. – P. 44070–44074.
11. Интенсификация процессов удаления соединений азота из сточных вод на биофильтрах / Е.С. Гогина, О.В. Яцен, О.А. Ружицкая, В. Дабровски, Р. Жилка, Д. Борушко // Вода и экология. – 2016. – № 3. – С. 35–46.
12. Gogina E., Gulshin I. Simultaneous denitrification and nitrification in the lab-scale oxidation with low C/N ratio // Procedia Engineering. – 2015. – V. 117. – P. 107–113.
13. Gogina E., Gulshin I. The single-sludge dinitri-nitrification system in reconstruction of wastewater treatment plants in the Russian Federation // Applied Mechanics and Materials. – 2015. – T. 580–583. – P. 2367–2369.
14. Gogina E., Ruzhitskaya O. One-sludge dinitri-nitrification system in reconstruction of biological treatment stations in Russian Federation Applied Mechanics and Materials. – 2015. – V. 726–727. – P. 1325–1331.
15. Алексеев Е.В. Физико-химическая очистка сточных вод. – М.: Изд-во АСВ, 2007. – 248 с.
16. Ruzhitskaya O., Yantsen O. Wastewater treatment to remove phosphates and organic pollutions // International Journal of Applied Engineering Research. – 2016. – T. 11. – № 5. – P. 3496–3498.
17. Laboratory research of zeolit use for treatment of wastewater of different origin / N. Makisha, Yu. Voronov, E. Poupyrev, V. Volshnik // International Journal of Applied Engineering Research. – 2015. – V. 10. – № 21. – P. 41919–41922.
18. Zaletova N., Voronov Yu., Makisha N. Conditions of advanced removal of phosphorus at wastewater treatment plants // International Journal of Applied Engineering Research. – 2015. – V. 10. – № 21. – P. 42544–42555.
19. Gulshin I., Kuzina A. Adaptation of nitrifying activated sludge to simultaneous nitrification and denitrification in the lab-scale oxidation ditch // International Journal of Applied Engineering Research. – 2015. – V. 10. – № 21. – P. 42618–42455.
20. Percolation units for wastewater treatment / N. Makisha, V. Scherbakov, A. Smirnov, E. Sherbina // International Journal of Applied Engineering Research. – 2015. – V. 10. – № 24. – P. 444347–44349.
21. Calculation of biogas facilities of recycling of organic sewage sludge of breeding factories / V. Sherbakov, E. Gogina, T. Schukina, N. Kuznetsova, N. Makisha, E. Poupyrev // International Journal of Applied Engineering Research. – 2015. – V. 10. – № 24. – P. 444347–44349.
22. Козлов М.Н., Дорофеев А.Г., Асеева В.Г. Микробиологический контроль активного ила биореакторов очистки сточных вод от биогенных элементов. – М.: Изд-во «Наука», 2012. – 80 с.
23. Жмур Н.С. Технологические и биохимические процессы очистки сточных вод на сооружениях с аэротенками. – М.: АКВАРОС, 2003. – 507 с.
24. Евсеева Т.И., Мелехова О.П., Саранульцева Е.И. Биологический контроль окружающей среды. Биоиндикация и биотестирование. 2-е изд., доп. – М.: Академия, 2008. – 288 с.
25. Методические указания по отбору проб для анализа сточных вод. ПНД Ф 12.15.1–08. – М.: Госсанэпиднадзор, 2008. – 23 с.
26. Будник Л.И., Джумагулова Н.Т. Методы биотестирования в системе экологического мониторинга водной среды // Проблемы устойчивости и безопасности систем жизнеобеспечения в сфере жилищно-коммунального хозяйства: Материалы Международной научно-практической конференции. – М.: Изд-во Леонид Будник, 2011. – С. 279–285.
27. Будник Л.И., Сотникова Л.А., Джумагулова Н.Т. Некоторые аспекты математического обеспечения системы экологического мониторинга водных объектов // Водоснабжение и водоотведение мегаполиса: Материалы II международной научно-практической конференции. – М.: Изд-во Леонид Будник, 2011. – С. 312–323.
28. Большаков Н.Ю. Очистка от биогенных элементов на городских очистных сооружениях. – М.: Изд-во СПб Политехнического университета, 2010. – 112 с.

Поступила 12.11.2018 г.

## Информация об авторах

**Джумагулова Н.Т.**, кандидат технических наук, доцент кафедры гидравлики и гидротехнического строительства Московского государственного строительного университета; доцент кафедры организации и технологии строительства объектов Аграрного университета МСХА им. К.А. Тимирязева.

**Гаврилов И.Е.**, ассистент кафедры организации и технологии строительства объектов Аграрного университета МСХА им. К.А. Тимирязева.

**Нгуен Динь Дап**, аспирант кафедры гидравлики и гидротехнического строительства Московского государственного строительного университета.

UDC 628.394 (597-25)

## STUDYING SPECIES COMPOSITION OF MICROORGANISMS PERFORMING WASTEWATER TREATMENT

Nazira T. Dzhumagulova<sup>1,2</sup>,  
dnazira@rambler.ru

Ivan E. Gavrilov<sup>2</sup>,  
gavrilov.i.e@yandex.ru

Nguyen Dinh Dap<sup>1</sup>,  
nguyendinhdap@gmail.com

<sup>1</sup> Moscow State University of Civil Engineering,  
26, Yaroslavskoe road, Moscow, 129337, Russia.

<sup>2</sup> Agrarian University named after K.A. Timiryazev,  
49, Timiryazevskaya street, Moscow, 127550, Russia.

**The relevance.** One of the most effective methods of wastewater treatment is the biochemical one, which makes it possible to remove almost completely various dissolved organic substances from wastewater. To improve the oxidative power of aeration tanks and control the biochemical process of wastewater treatment, it was necessary to determine experimentally the variability of the biocenosis under the influence of the environment and other factors.

**The main aim** of the research is to intensify biological wastewater treatment by means of direct effect upon the metabolism of activated sludge microorganisms

**Objects:** species and quantitative composition of microorganisms as a result of treatment of domestic wastewater in aeration tanks; structure and composition of enzymes formed at purification.

**Methods:** research of biocenosis, methods of hydrobiological control of activated sludge and microscopy of activated sludge. During microscopy of activated sludge, the functional state of organisms, especially indicator ones, is determined, organisms are counted by one or another method of quantitative accounting, they are classified by indicator groups, then the type of biocenosis and its characteristic features are determined. To study microorganisms of activated sludge using microscopy, the method of «live» drops under a coverslip is used.

**Results.** Based on the carried out research it was identified that the removal of ammonium nitrogen and phosphorus pollution to standard allowable value in continuous-flow aerotanks without anaerobic zones is unattainable. Organic matters in aquatic medium oppress nitrifying bacteria development, therefore nitrification begins only after oxidation of carboniferous organic compounds under the conditions of the first stage of nitrification. Nitrobacteria are also capable to accumulate polyphosphates in their cells. Normally, considering superficial nitrification and phosphates demand of bacteria, biological treatment removes from 10 to 30 % of the dissolved phosphorus compounds. For developing nitrobacteria in retrofit designed aerotanks, it is possible to apply the attached microflora by means of various loadings and creation of anaerobic zones in one of the corridors, with the mixer and recycling of sludge mix in the construction head. The research of activated sludge biocenosis on its development stages helps determine the dominating forms of organisms in aerotanks working with different sludge loads. Smooth aerotank operating in activated sludge allows the constant biocenosis corresponding to a particular developmental stage. Biocenosis change demonstrates the change of aerotank operating mode.

### Key words:

Activated sludge, sewage flow rate, aerotanks, water treatment intensification, microorganisms, biocenosis.

### REFEPENCES

1. *Rekomendatsii po provedeniyu gidrobiologicheskogo kontrolya na sooruzheniyakh biologicheskoy ochistki s aerotenkami* [Recommendations on conducting hydrobiological control on biological treatment facilities by aerotanks]. Moscow, Perm Publ., 2004. 52 p.
2. Volkov S. A., Makisha E. V. Formirovanie spiskov pravil dlya verifikatsii informatsionnykh modeley stroitelnykh obektov. Ch. 1 [Formation of lists of rules for verification of information models of construction objects. P. 1]. *Engineering Bulletin of the Don*, 2018, no. 4. Available at: [ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2018/5347](http://ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2018/5347) (accessed 01 November 2018).
3. Gogina E.S., Gulshin I.A. Modelirovanie energoeffektivnogo protsessa biologicheskoy ochistki stochnykh vod v tsirkulyatsionnom okislitelnom kanale [Modeling energy-efficient biological wastewater treatment in a circulating oxidizing channel]. *Vodostabzhenie i sanitarnaya tekhnika*, 2016, no. 9, pp. 42–48.
4. Gogina E.S., Gulshin I.A. Udaleniye azota v modeli tsirkulyatsionnom okislitel'nogo kanala pri ponizhenom soderzhanii organiki v stochnykh vodakh [Nitrogen removal in a model of a circulating oxidizing channel with a low organic content in wastewater]. *Vodostabzhenie i sanitarnaya tekhnika*, 2017, no. 12, pp. 26–33
5. Gulshin I. The settling behavior of an activated sludge with simultaneous nitrification and denitrification. *Matec Web of Conferences*, 2017, no. 106, pp. 07002.
6. Alekseev E.V. Ecological aspects of wastewater treatment containing biologically resistant organic substances. *Water and ecology: problems and solutions*, 2015, no. 4, pp. 68–77. In Rus.
7. Wang J. Application of radiation technology to sewage sludge processing: a review. *Journal of Hazardous Materials*, 2007, vol. 143, Iss. 1–2, pp. 2–7.
8. Bethany A., Robert S., Smith Jr., James E., Suresh D. Factors affecting disinfection and stabilization of sewage sludge. *Proc. of the Water Environment Federation*, Publisher: *Water Environment Federation*, 2006, Session 61 through session 70, pp. 5345–5361.
9. Kuznetsov N.B. *Prikladnaya ekobiotekhnologiya* [Applied ecobiotechnology. 3<sup>rd</sup> ed]. Moscow, BINOM. Laboratory of Knowledge Publ., 2015. 629 p.

10. Gogina E.S., Yantsen O.V. Research of biofilter feed properties. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2015, vol. 10, no. 24, pp. 44070–44074.
11. Gogina E.S., Yantsen O.V., Ruzhitskaya O.A., Dabrowski V., Zhilka R., Boruzhko D. Intensification of processes of removal of nitrogen compounds from wastewater on biofilters. *Water and ecology: problems and solutions*, 2016, no. 3, pp. 35–46. In Rus.
12. Gogina E., Gulshin I. Simultaneous denitrification and nitrification in the lab-scale oxidation ditch with low C/N ratio. *Procedia Engineering*, 2015, vol. 117, pp. 107–113.
13. Gogina E., Gulshin I. The single-sludge denitri-nitrification system in reconstruction of wastewater treatment plants in the Russian Federation. *Applied Mechanics and Material*, 2015, vol. 580–583, pp. 2367–2369.
14. Gogina E., Ruzhitskaya O. One-sludge dinitri-nitrification system in reconstruction of biological treatment stations in Russian Federation. *Applied Mechanics and Materials*, 2015, vol. 726–727, pp. 1325–1331.
15. Alexeev E.V. *Fiziko-khimicheskaya ochistka stochnykh vod* [Physicochemical treatment of wastewater]. Moscow, ACU Publ. house of the, 2007. pp. 196–205.
16. Ruzhitskaya O., Yantsen O. Wastewater treatment to remove phosphates and organic pollutions. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2016, vol. 11, no. 5, pp. 3496–3498.
17. Makisha N., Voronov Yu., Poupyrev E., Volshanik V. Laboratory research of zeolit use for treatment of wastewater of different origin. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2015, vol. 10, no. 21, pp. 41919–41922.
18. Zaletova N., Voronov Yu., Makisha N. Conditions of advanced removal of phosphorus at wastewater treatment plants. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2015, vol. 10, no. 21, pp. 42544–42555.
19. Gulshin I., Kuzina A. Adaptation of nitrifying activated sludge to simultaneous nitrification and denification in the lab-scale oxidation ditch. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2015, vol. 10, no. 21, pp. 42618–42455.
20. Makisha N., Scherbakov V., Smirnov A., Sherbina E. Percolation units for wastewater treatment. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2015, vol. 10, no. 24, pp. 444347–44349.
21. Sherbakov V., Gogina E., Schukina T., Kuznetsova N., Makisha N., Poupyrev E. Calculation of biogas facilities of recycling of organic sewage sludge of breeding factories. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2015, vol. 10, no. 24, pp. 444347–44349.
22. Kozlov M.N., Dorofeev A.G., Aseeva V.G. Mikrobiologicheskiy kontrol aktivnogo ila bioreaktorov ochistki stochnykh vod ot biogennykh elementov [Microbiological control of active sludge of bioreactors of wastewater treatment from biogenic elements]. Moscow, Nauka Publ., 2012. 80 p.
23. Zhmur N.S. *Tekhnologicheskie i biokhimicheskie protsessy ochistki stochnykh vod na sooruzheniyakh s aerotenkami* [Technological and biochemical processes of wastewater treatment at structures with aerotanks]. Moscow, AKVAROS Publ., 2003. pp. 312–317.
24. Evseeva T.I., Melekhova O.P., Saranultseva E.I. *Biologicheskii kontrol okruzhayushchey sredy. Bioindikatsiya i biotestirovanie* [Biological control of the environment. Bioindication and biotesting]. Moscow, Akademiya Publ., 2008. pp. 211–214.
25. *Metodicheskie ukazaniya po otboru prob dlya analiza stochnykh vod. PND F 12.15.1–08* [Methodological instructions for sampling for the analysis of sewage PND F 12.15.1–08]. Moscow, Gossanepidnadzor Publ., 2008. pp. 5–12.
26. Budnik L.I., Dzhumagulova N.T. Metody biotestirovaniya v sisteme ekologicheskogo monitoringa vodnoy sredy [Methods of biotesting in the system of ecological monitoring of the aquatic environment]. *Problemy ustoychivosti i bezopasnosti sistem zhizneobespecheniya v sfere zhilishchno-kommunalnogo khozyaystva. Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Materials of the International Scientific and Practical Conference. Problems of sustainability and safety of life support systems in the sphere of housing and communal services]. Moscow, Leonid Budnik Publ., 2011. pp. 279–285.
27. Budnik L.I., Sotnikova L.A., Dzhumagulova N.T. Nekotorye aspekty matematicheskogo obespecheniya sistemy ekologicheskogo monitoringa vodnykh obektov [Some aspects of the mathematical support of the system of ecological monitoring of water bodies]. *Vodosnabzhenie i vodootvedenie megapolisa. Materialy II mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Materials of the second international scientific and practical conference. Water supply and water management of a megacity]. Moscow, Leonid Budnik Publ., 2011. pp. 312–323.
28. Bolshakov N.Yu. *Ochistka ot biogennykh elementov na gorodskikh ochistnykh sooruzheniyakh* [Cleaning from biogenic elements in urban wastewater treatment plants]. Moscow, St. Petersburg Polytechnic University Publ., 2010. pp. 109–112.

Received: 12 November 2018.

#### Information about the authors

**Nazira T. Dzhumagulova**, Cand. Sc., associate professor, Moscow State University of Civil Engineering; associate professor, Agrarian University named after K.A. Timiryazev.

**Ivan E. Gavrilov**, assistant, Agrarian University named after K.A. Timiryazev.

**Nguyen Dinh Dap**, postgraduate, Moscow State University of Civil Engineering.

УДК 556.314

## ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ СТРЕЖЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Дутова Екатерина Матвеевна<sup>1</sup>,  
dutova@tpu.ru

Кузеванов Константин Иванович<sup>1</sup>,  
kki@tpu.ru

Кузеванов Константин Константинович<sup>1</sup>,  
kuzevanovkk@tpu.ru

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

**Актуальность** работы связана с необходимостью текущего изучения качества подземных вод, используемых для водоснабжения населения и проблемами изменения химического состава подземных вод при эксплуатации. Эти изменения зависят как от природной ландшафтно-климатической и гидрогеохимической зональности, так и от режима эксплуатации водозабора. Обогащение подземных вод железом за счёт региональных особенностей геохимических условий приводит к неизбежному применению водоподготовки, эффективность которой может существенно изменяться под влиянием водоотбора.

**Цель работы:** оценить возможное влияние гидродинамических условий, возникающих при длительной эксплуатации крупного водозабора, на изменение качества подземных вод эксплуатируемого месторождения.

**Методы.** В основу работы положены результаты локального мониторинга на действующем водозаборе за длительный период наблюдений в рамках решения задач эксплуатационной разведки на действующем месторождении подземных вод. Обобщены данные наблюдений за положением статических уровней. Для исследования изменения химического состава подземных вод использованы материалы регулярного гидрогеохимического опробования, выполняющегося на водозаборе в рамках регламента режимных наблюдений, предусмотренных лицензионным соглашением. Количественная оценка процесса перетекания между водоносными горизонтами выполнена при помощи численного гидродинамического моделирования

**Результаты.** Обработка результатов мониторинговых исследований показала, что в процессе интенсивной эксплуатации подземных вод возникают благоприятные условия для накопления железа в растворенной и трудно извлекаемой форме. Этому способствует образование органоминеральных комплексных соединений железа, плохо поддающихся удалению при стандартной водоподготовке на основе аэрирования. Причину таких техногенных процессов авторы связывают с изменением геохимической обстановки в зоне фильтров эксплуатационных скважин за счет подтягивания с поверхности кислых вод с высокой концентрацией органических соединений.

### Ключевые слова:

Месторождение подземных вод, химический состав, мониторинг подземных вод, изменение уровня и гидрогеохимического режимов, гидродинамическое моделирование фильтрационных процессов.

### Введение

Проблемам эксплуатации месторождений питьевых подземных вод посвящено множество публикаций [1–6]. Зачастую освещаются вопросы влияния водоотбора на характеристики геологической среды [7, 8]. Имеются работы, посвященные оптимизации и сохранению ресурсов эксплуатируемых месторождений под влиянием различных типов граничных условий [9–17]. Наконец, особое внимание уделяется вопросам качества эксплуатируемых подземных вод [18–26]. Поведению железа, как элемента, зачастую ухудшающего качество вод, посвящено много работ. Это исследования, касающиеся влияния параметров геохимической среды на миграционные процессы [27–33], вопросы технологий водоподготовки [34–40] и минералообразования в пластовых и технологических процессах [41–44] и др.

Цель данной работы заключается в оценке влияния гидродинамических условий на изменение качества подземных вод эксплуатируемых месторождений пластового типа. Для этих типовых

условий характерны: сработка упругих запасов напорных вод, большие по площади депрессионные воронки, активизация или формирование процессов перетекания за счёт вышележащих водоносных горизонтов и поверхностных вод.

В данной работе приведены результаты многолетних исследований режима эксплуатации Стрежевского месторождения подземных вод, установлено, что под влиянием работы водозаборных скважин изменяется геохимический облик подземных вод в пластовых условиях. Это может оказывать существенное влияние на устойчивость ионов железа в растворенном состоянии, что способствует снижению эффективности технологии водоподготовки, применяющейся на водозаборе для обработки воды перед подачей потребителям.

Эволюция гидрогеохимической среды рассматривается на примере водозабора г. Стрежевого, эксплуатирующего подземные воды палеогеновых отложений Западно-Сибирского артезианского бассейна. Работа водозабора характеризует типовые условия техногенных процессов, возника-

ющих при добыче подземных вод хозяйственно-питьевого назначения на многочисленных месторождениях подземных вод, расположенных в ландшафтных условиях средней тайги с повышенной заболоченностью [45]. Оценка характера техногенных изменений состава подземных вод основана на исследовании материалов многолетних режимных наблюдений, которые регулярно проводятся в рамках обязательного мониторинга, регламентированного лицензионным соглашением. Используемая на водозаборе технология водоподготовки основана на физико-химическом процессе аэрации, который способствует активному переходу ионов железа в нерастворимую форму и позволяет существенно снижать их концентрацию в подземных водах, подаваемых в распределительную сеть.

#### Характеристика Стрежевского месторождения подземных вод

Стрежевское месторождение подземных вод разведано для организации хозяйственно-питьевого водоснабжения населения одноименного города Стрежевого. Месторождение находится вблизи северо-восточной окраины города. Для эксплуатации используются подземные воды палеогеновых отложений новомихайловской, атлымской и тавдинской свит. Схема водозабора представляет собой площадную систему, которая состоит из 21-й

наблюдательной и 17-ти эксплуатационных скважин (рис. 1).

Водозабор существует с 1973 г. За время эксплуатации общий годовой водоотбор изменялся. В период с начала 70-х гг. он составлял около 1096 м<sup>3</sup>/сут. Затем повышался до конца 90-х гг., когда максимум составил свыше 12000 м<sup>3</sup>/сут. Затем общий водоотбор постепенно снижался, и в настоящее время составляет порядка 5000 м<sup>3</sup>/сут.

Общее представление о гидрогеологическом разрезе месторождения показано на рис. 2. Основные эксплуатируемые горизонты отложений атлымской и новомихайловской свиты гидравлически связанные друг с другом, представлены песками с линзами глин, бурых углей и лигнитов. Породы тавдинской свиты, по сравнению с отложениями атлымской и новомихайловской свит, существенно в большей степени обогащены органикой. На глубинах порядка 150–250 м водоносные отложения разделены водоупором многолетнемерзлых пород.

Химический состав вод эксплуатируемых отложений типичен для подземных вод, формирующихся в ландшафтно-климатических условиях средней тайги. Они ультрапресные, умеренно пресные, гидрокарбонатные кальциевые, кальциево-магниевые, умеренно жесткие.

За длительный период работы водозабора по данным АО «Томскгеомониторинг» в эксплуата-

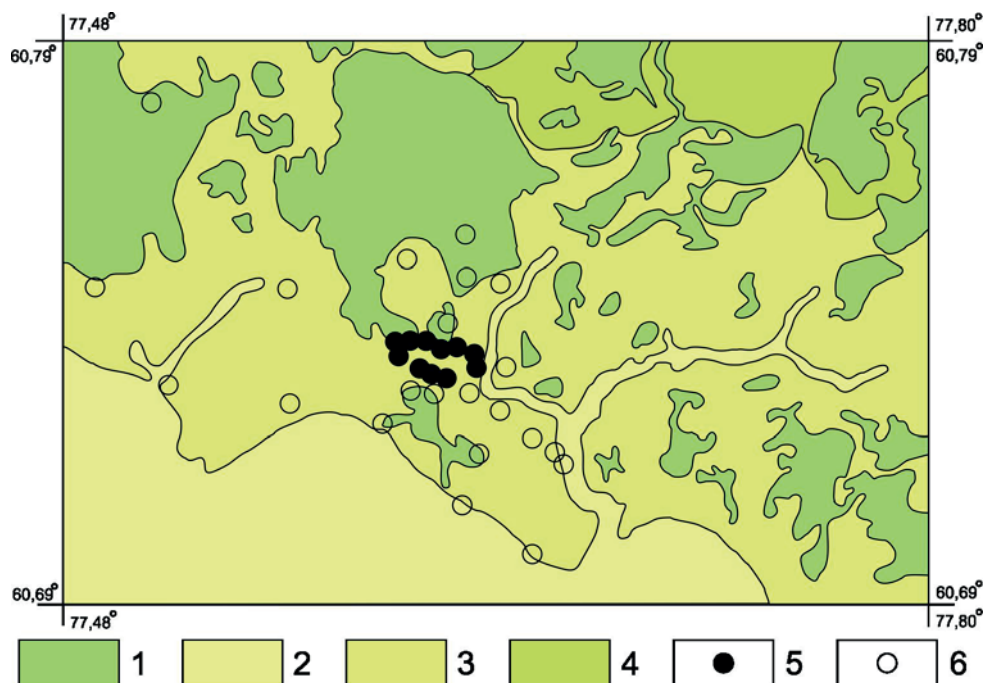


Рис. 1. Схематическая гидрогеологическая карта района Стрежевского месторождения подземных вод: Водоносные горизонты: 1 – современных аллювиальных отложений; 2 – современных болотных отложений; 3 – аллювиальных отложений второй надпойменной террасы; 4 – аллювиальных отложений второй надпойменной террасы. Скважины: 5 – эксплуатационная; 6 – наблюдательная

Fig. 1. Schematic hydrogeological map of underground water deposit in the Strezhevoy field: Aquifers: 1 – modern alluvial deposits; 2 – modern marsh deposits; 3 – alluvial deposits of the second terrace above the floodplain; 4 – alluvial deposits of the second terrace above the floodplain. Wells: 5 – operational; 6 – observational

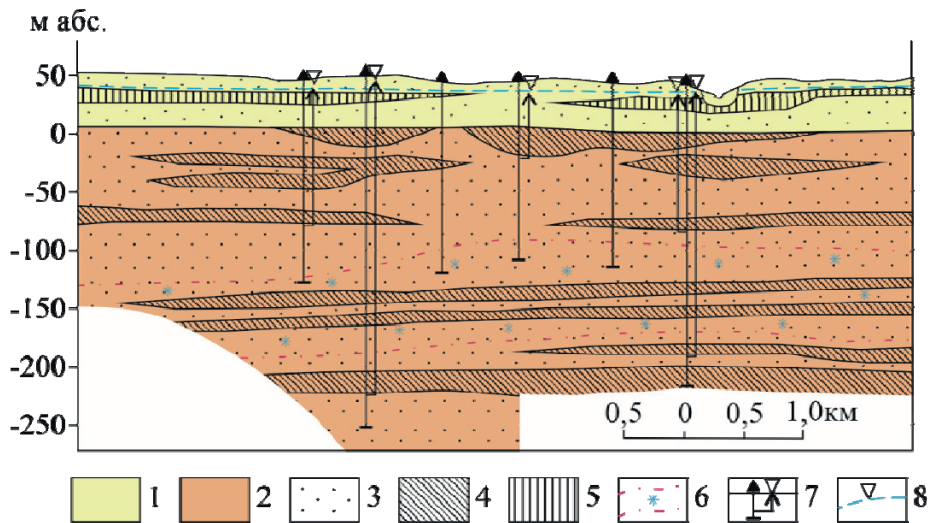


Рис. 2. Схематический разрез Стрежевского месторождения подземных вод: водоносные комплексы: 1 – четвертичных отложений; 2 – палеогеновых отложений; литологический состав: 3 – пески; 4 – глины; 5 – суглинки; 6 – многолетнемерзлые породы; 7, 8 – эксплуатационные скважины и уровни подземных вод

Fig. 2. Schematic section of underground water deposit in the Strezhevoy field: water-bearing complexes: 1 – quarternary deposits; 2 – paleogene deposits; lithologic structure: 3 – sands; 4 – clays; 5 – loams; 6 – permafrost breeds; 7, 8 – operational wells and levels of underground waters

ционном водоносном комплексе палеогеновых отложений сформировалась депрессионная воронка, границы распространения которой не могут быть точно определены из-за недостаточного количества наблюдательных скважин за пределами площади водозаборного участка. Уменьшение водоотбора сказалось на положении уровня подземных вод эксплуатируемого водоносного комплекса. Так, например, общая сработка пьезометрической поверхности в 2000 г. изменялась по площади водозабора от 1,0 до 6,85 м и уменьшилась по сравнению с предшествующим годом на 0,14–0,71 м. В верхнем водоносном горизонте верхнеолигоценых отложений трайгородской свиты и верхнечетвертичных отложений второй надпойменной террасы р. Оби общее снижение уровня в пределах водозабора за этот период изменялось от 0,71 до 1,68 м.

Анализ изменения гидрогеологических условий месторождения подземных вод под влиянием длительной эксплуатации показывает наличие устойчивых тенденций в проявлении гидродинамического и гидрогеохимического режимов подземных вод.

Исходный материал, на основе которого сделаны эти выводы, представлен данными многолетних режимных наблюдений, включающими фактические замеры динамических уровней подземных вод и результаты систематического опробования их химического состава по эксплуатационным и режимным скважинам водозабора.

Динамика изменения уровня режима подземных вод под воздействием эксплуатации отражает общие закономерности формирования понижения в границах депрессивной воронки и связана с характером изменения нагрузки на водозабор-

ные скважины под влиянием водоотбора, то есть полностью объясняется техногенным фактором.

За время работы водозабора отмечается изменение нагрузки на скважины, которое в свою очередь тесно связано с величиной водоотбора и оказывает решающее влияние на динамические уровни пьезометрической поверхности и формирование ее понижения.

В режиме эксплуатации водозабора можно выделить два основных этапа. Первый этап соответствует периоду наращивания фонда эксплуатационных (водозаборных) скважин, закончившийся в 1989 г. После этого работа водозабора характеризуется активным перераспределением нагрузки между существующими водозаборными скважинами. Иногда отдельные скважины временно выводятся из эксплуатации. По наблюдательным скважинам отмечается интенсивный рост глубины динамических уровней на первом этапе, а на втором этапе достигается некоторая стабилизация депрессионной воронки.

Самые сильные изменения динамических уровней по отдельным эксплуатационным скважинам фиксируются на втором этапе эксплуатации водозабора. В это время работа скважин характеризуется максимальными амплитудами величины действующего напора, интенсифицирующей процессы вертикальных перетоков за счет формирования привлекаемых ресурсов из вышележащего водоносного горизонта неоген-четвертичных отложений.

Эти особенности эксплуатации водозабора оказывают существенное влияние на изменение в химическом составе подземных вод. По данным режимных наблюдений установлена зависимость между изменением концентрации ионов железа

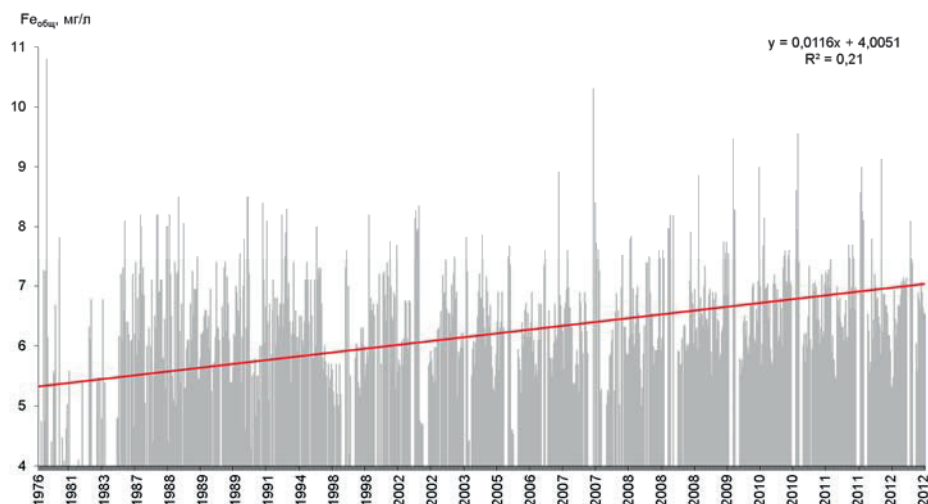


Рис. 3. Изменение содержания железа в подземных водах при эксплуатации водозабора

Fig. 3. Change of iron content in underground waters at water intake operation

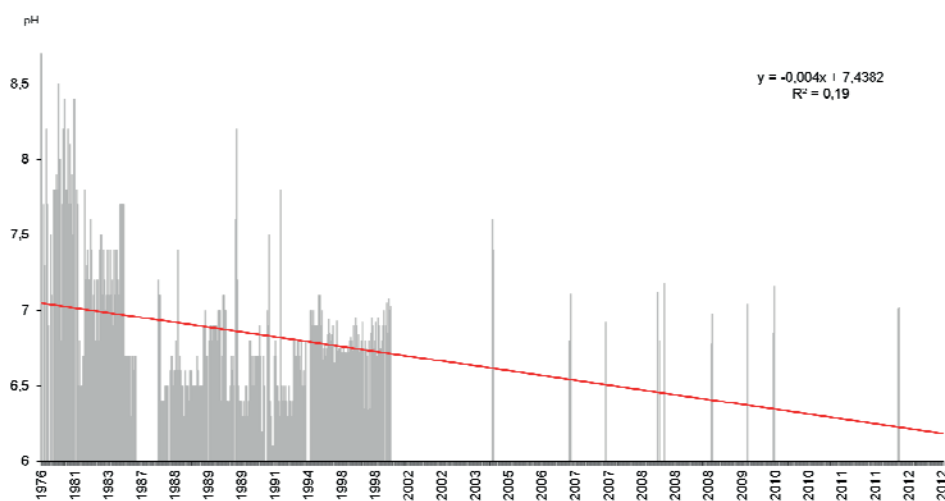


Рис. 4. Изменение величины pH в подземных водах за время эксплуатации водозабора

Fig. 4. Change of pH value in underground waters during water intake operation

(рис. 3) и величиной водородного показателя pH (рис. 4). Обобщенные данные по всем скважинам водозабора показывают, что с уменьшением величины водородного показателя pH за счет подкисления подземных вод эксплуатационного водоносного горизонта фильтрационным потоком перетекания сверху наблюдается рост концентрации ионов железа.

Выявленная тенденция в поведении концентрации железа может объясняться тем, что при формировании депрессионной воронки в процессе эксплуатации водозабора возникает и сохраняется во времени своеобразный геохимический барьер за счет подтягивания кислых подземных вод из поверхностного водоносного горизонта, химический состав которого формируется под выраженным влиянием болотных вод с низким значением водородного показателя pH. Таким образом формиру-

ются благоприятные условия для роста концентрации ионов железа в растворенной форме. В условиях работы водозабора доля кислых болотных вод, имеющих весьма широкое распространение в районе водозаборного участка (рис. 1), поддается количественной оценке, которая может быть получена с использованием численного моделирования.

Анализ химического состава по отдельным водозаборным скважинам показывает, что выявленная тенденция в поведении концентрации железа изменяется по площади водозаборного участка. Скорее всего это может быть связано с неоднородностью геологического разреза и формированием сложного характера процессов вертикального перетекания за счет литологических окон в отдельных толщах или, наоборот, увеличения мощности водоупоров на отдельных локальных участках.

### Гидродинамическое моделирование работы водозабора

Выявленные по результатам режимных наблюдений закономерности изменений химического состава подземных вод позволяют с большой долей вероятности предположить наличие тесной связи между гидрогеохимическим режимом подземных вод и интенсивностью эксплуатации месторождения. Для количественной оценки этой связи нами предпринята попытка исследовать гидрогеологические условия эксплуатации подземных вод с использованием гидродинамического моделирования. Главной задачей при этом является вопрос количественной оценки вероятного процесса смешения подземных вод, поступающих

из приповерхностных частей гидрогеологического разреза на глубину заложения фильтров эксплуатационных скважин. С точки зрения оценки качества подземных вод процессы смешения могут иметь решающее значение. Подземные воды в приповерхностных условиях насыщены органическими соединениями, имеют кислую реакцию среды и за счёт этого способны влиять на устойчивость органоминеральных комплексных соединений железа, удерживая его ионы в растворе. Такое техногенное изменение геохимической обстановки может существенно ухудшить эффективность мероприятий по снижению концентрации (растворенных форм) железа в технологическом процессе водоподготовки.

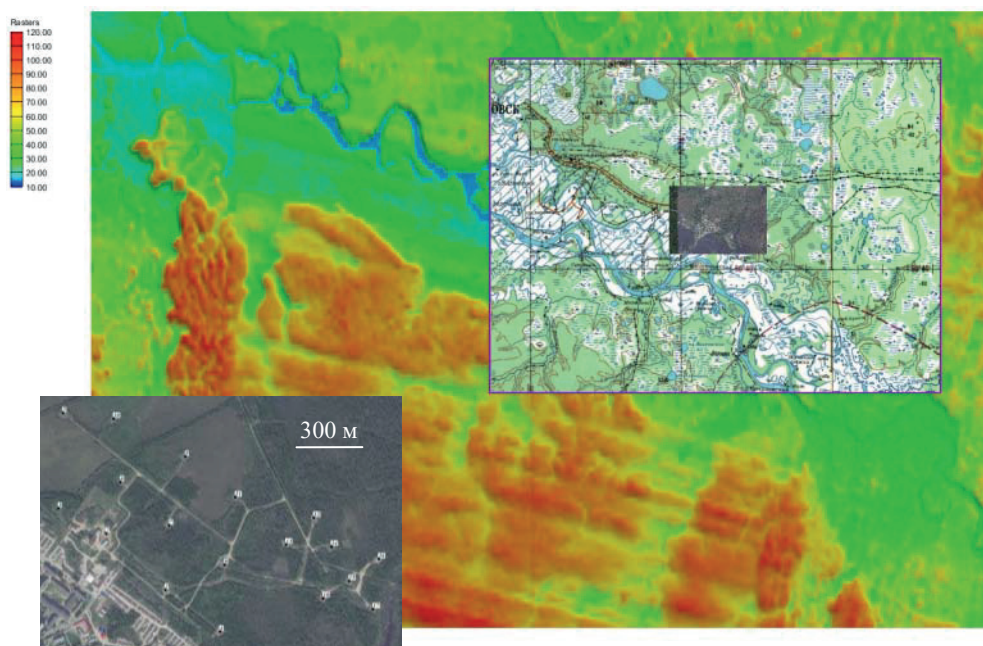


Рис. 5. Совмещенные слои топографической основы, цифровой модели рельефа, границ конечно-разностной сетки численной модели области фильтрации (синий контур) и космоснимка, использованного для привязки водозаборных скважин (врезка)

Fig. 5. Combined layers of topographical basis, digital relief model, borders of a finite-difference grid of numerical model of filtration area (blue contour) and the satellite image used for binding water wells (insert)

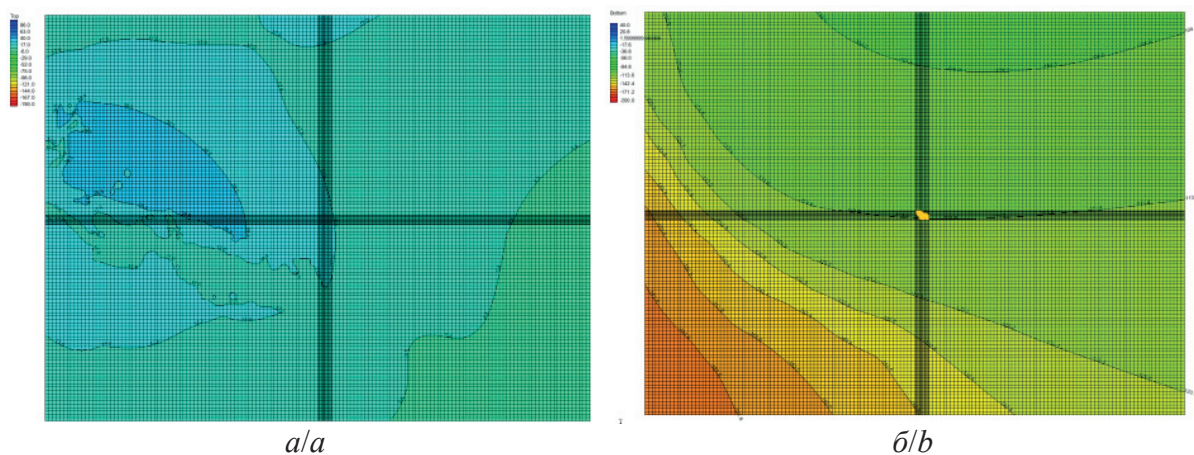


Рис. 6. Абсолютные отметки кровли (а) и подошвы (б) толщи новомихайловской и атлымской свит

Fig. 6. Absolute marks of a roof (a) and sole (b) of thickness of Novomikhaylovsky and Atlymsky suites



Условия применения гидродинамического моделирования сильно ограничены дефицитом имеющейся гидрогеологической информации для полноценной модели водозабора, но позволяют дать обобщенную оценку изменения гидрогеологических условий под влиянием эксплуатации на основе водного баланса. В такой постановке гидрогеологические условия воспроизводятся в обобщенном виде, где ведущим фактором искусственного воздействия выступает суммарный водоотбор с условно равномерным распределением нагрузки на эксплуатационные скважины.

Водовмещающая толща представлена породами, имеющими слоистое строение с выделением водоносных комплексов четвертичного и палеогенового возраста. Работа эксплуатационных скважин задана в фиктивном слое в средней части водоносного горизонта палеогеновых отложений мощностью 15 м, отвечающей длине фильтров. Размеры области фильтрации (160×120 км) выбирались с таким расчётом, чтобы возмущение от работы водозабора не достигало внешних контуров модели. Кровля верхнего слоя соответствует цифровой модели рельефа SRTM30 (рис. 5). Отметки подошвы основной эксплуатационной толщи отложений новомихайловской и атлымской свит совпадают с отметками кровли тавдинской свиты, импортированными из соответствующего покрытия электронной геологической карты масштаба 1:1000000. Из этого же источника получены данные о суммарной мощности отложений новомихайловской и атлымской свит, которые были пересчитаны в абсолютные отметки их кровли (рис. 6). В результате схематизации гидрогеологических условий получена шестислойная численная модель области фильтрации (рис. 7).

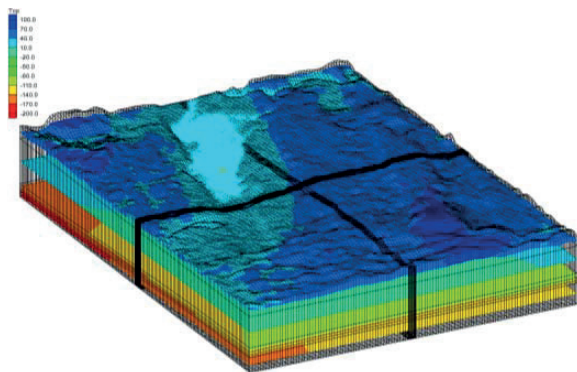


Рис. 7. Конечно-разностная сетка численной модели области фильтрации (сетка имеет более плотную разбивку в границах водозаборного участка, вертикальный масштаб для наглядности увеличен)

Fig. 7. Finite-difference grid of numerical model of filtration area (the grid has more dense breakdown in borders of the water intaking site, the vertical scale is increased for illustrative purposes)

Моделирование выполнялось поэтапно с последовательным усложнением строения модели. Адекватность модели оценивалась упрощенно по вели-

чинам понижений в расчётных блоках с нагрузкой. В качестве критерия точности модели принималась близость расчетных понижений к измеренным уровням в эксплуатационных скважинах. Предварительные численные эксперименты показали необходимость учёта на модели питающих границ.

На первом этапе граничные условия были представлены только поверхностными водами р. Оби и площадным инфильтрационным питанием, поступающим в первый (верхний) слой модели с интенсивностью, заданной пропорционально величине атмосферных осадков.

Результаты моделирования показывают (рис. 8), что возмущение от эксплуатационных скважин резко ограничивается по площади влиянием русла р. Оби, но распространяется на большое расстояние вверх по направлению естественного фильтрационного потока.

С точки зрения схематизации гидрогеологических условий такой вариант модели требует уточнения, поскольку иные поверхностные водные объекты (многочисленные озера и болотные массивы) по характеру гидравлической связи с приповерхностными водоносными горизонтами не отличаются от главной реки, реализованной в виде внутренних граничных условий области фильтрации.

Уточненный вариант численной модели дополнительно учитывает наличие крупных болотных массивов (рис. 9).

На модели воспроизведена работа водозабора в стационарном режиме фильтрации с максимальной производительностью (32000 м<sup>3</sup>/сут). Результаты в виде структуры фильтрационных потоков на фоне топографической карты показаны на рис. 10. Характерные размеры линий тока приведены в табл. 1.

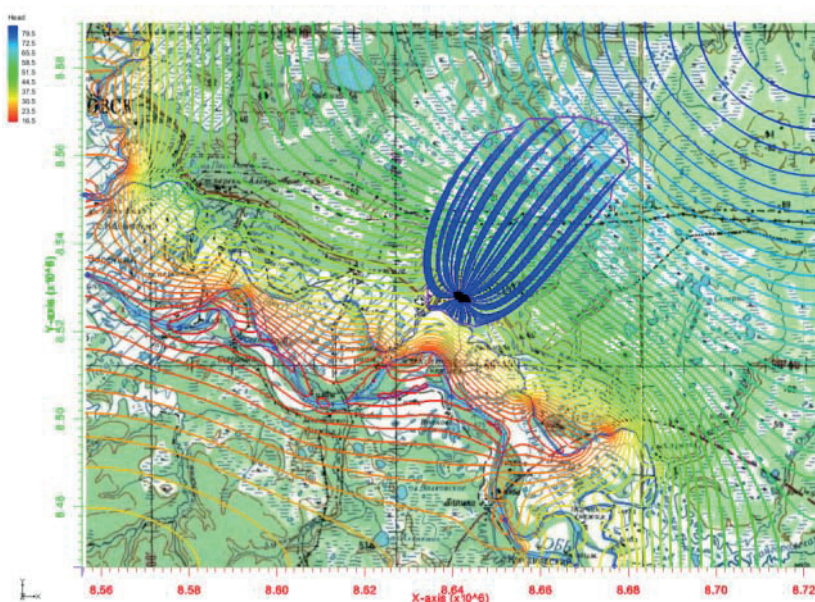
Расчеты показывают, что предельный размер зоны захвата потока (площади депрессионной воронки) существенно ограничивается при комплексном влиянии всех видов питающих границ первого слоя численной модели.

Таблица 1. Параметры линий тока в границах области захвата при наличии интенсивного инфильтрационного питания

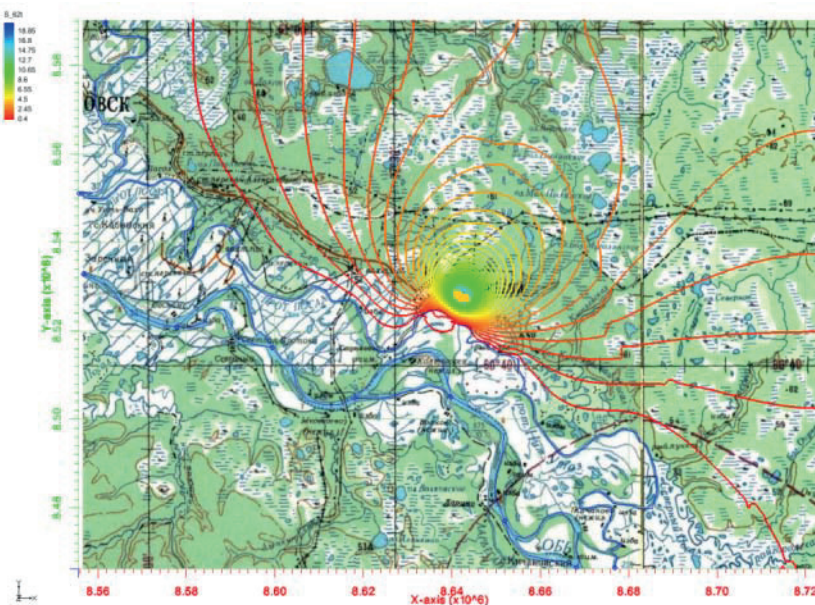
Table 1. Parameters of streamlines in borders of capture region in the presence of intensive infiltration delivery

Показатель Indicator	Длина, м Length, m	Время, сут Time, days	Время, год Time, year	Скорость, м/сут Speed, m/days
мин. min.	5067,19	86788,5	237,78	0,058
макс. max.	44213	12658000	34679,45	0,003
среднее mean	13160,2	872251	2389,73	0,015

Темпы продвижения подземных вод по эксплуатационному водоносному комплексу по направлению к скважинам неравномерны, изменяются в соответствии с переменной величиной гидравличе-



a/a



б/б

Рис. 8. Расчётное поле напоров (а) и понижения уровня (б) в третьем слое модели (с фильтрами водозаборных скважин) и предельный размер зоны захвата фильтрационного потока эксплуатационными скважинами

Fig. 8. Estimated position of pressures (a) and lowering of the level (b) in the third layer of the model (with filters of water wells) and the extreme size of capture region of a filtrational stream by operational wells

ского уклона и могут быть показаны на схеме линий тока, построенной с использованием возможностей модуля MODPATH (рис. 11).

Для расчётного срока работы водозабора в течение 10000 сут предельные размеры зоны захвата фильтрационного потока практически не выходят за границы водозаборного участка (рис. 12, табл. 2). Однако юго-западная часть 3-го пояса зоны санитарной охраны водозабора захватывает часть городской застройки, где сосредоточены гаражные комплексы.

Таблица 2. Параметры линий тока в границах области захвата на расчетный срок 10000 сут при суммарной производительности 32000 м<sup>3</sup>/сут.

Table 2. Parameters of streamlines in borders of capture region for the target time limit of 10000 days at total capacity of 32000 m<sup>3</sup>/d

Показатель Indicator	Длина, м Length, m	Время, сут Time, days	Время, год Time, year	Скорость, м/сут Speed, m/days
мин./min.	156,00	10000	27,4	0,016
макс./max.	935,55	10000	27,4	0,094
среднее/mean	755,73	10000	27,4	0,076

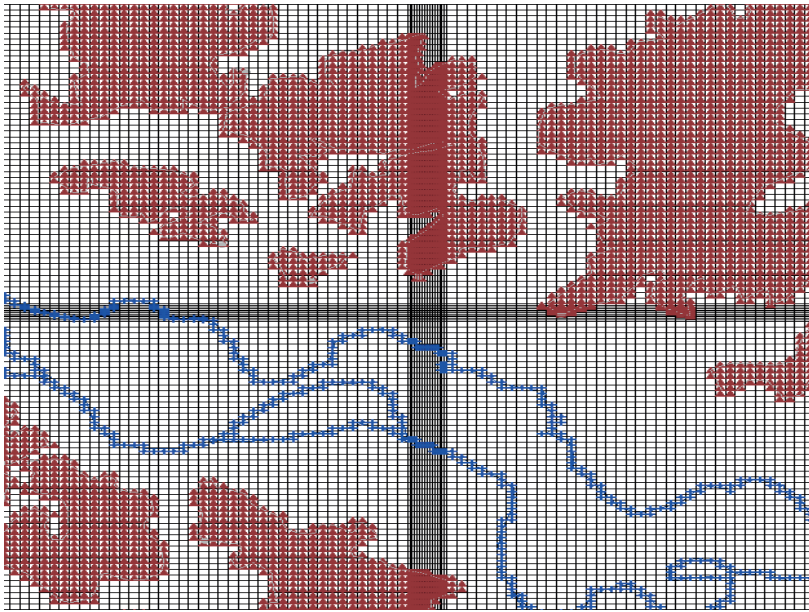


Рис. 9. Граничные условия, заданные в верхнем слое модели (линейные – реки, площадные – крупные болотные массивы)  
Fig. 9. Boundary conditions, set in the high layer of model (linear – the rivers, vulgar – large marsh massifs)

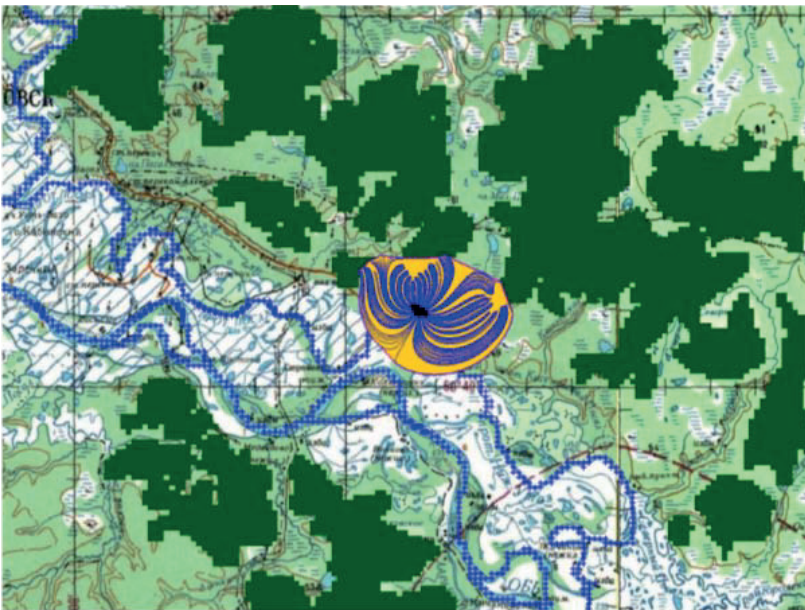


Рис. 10. Предельные размеры зоны захвата фильтрационного потока при наличии интенсивного инфильтрационного питания  
Fig. 10. Extreme sizes of capture region of a filtrational stream in the presence of intensive infiltration delivery

Выполненное моделирование позволяет дать оценку балансовых характеристик фильтрационных потоков по трём верхним слоям численной модели, которые приведены в табл. 3. Результаты этих расчётов необходимы для обоснования физико-химических расчётов.

Результаты численного гидродинамического моделирования показывают, что с поверхности во второй слой модели попадает расход подземных вод в количестве  $2929,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ , близких по геохимическому облику к поверхностным водам, фор-

мирующимся в значительной степени под влиянием болотных массивов.

С учетом суммарного расхода водозабора интенсивностью  $32000 \text{ м}^3/\text{сут}$  доля поверхностных вод может достигать 9 %.

Опыт эксплуатации водозабора показывает, что его реальная производительность значительно меньше объёмов утвержденных запасов подземных вод ( $32000 \text{ м}^3/\text{сут}$ ). Она неравномерно изменялась за время работы водозабора (рис. 13), достигая максимума в 1996 г. при дебите  $12340 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

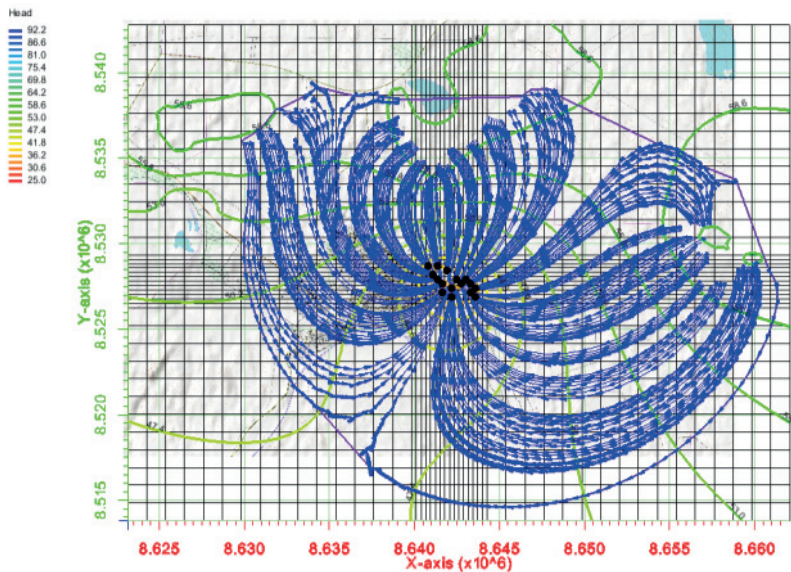


Рис. 11. Темпы движения подземных вод по направлению к водозаборным скважинам (расстояние между стрелками соответствует времени 100000 сут или 273 года)

Fig. 11. Rates of underground water movement towards water wells (the distance between arrows corresponds to 100000 days or 273 years)

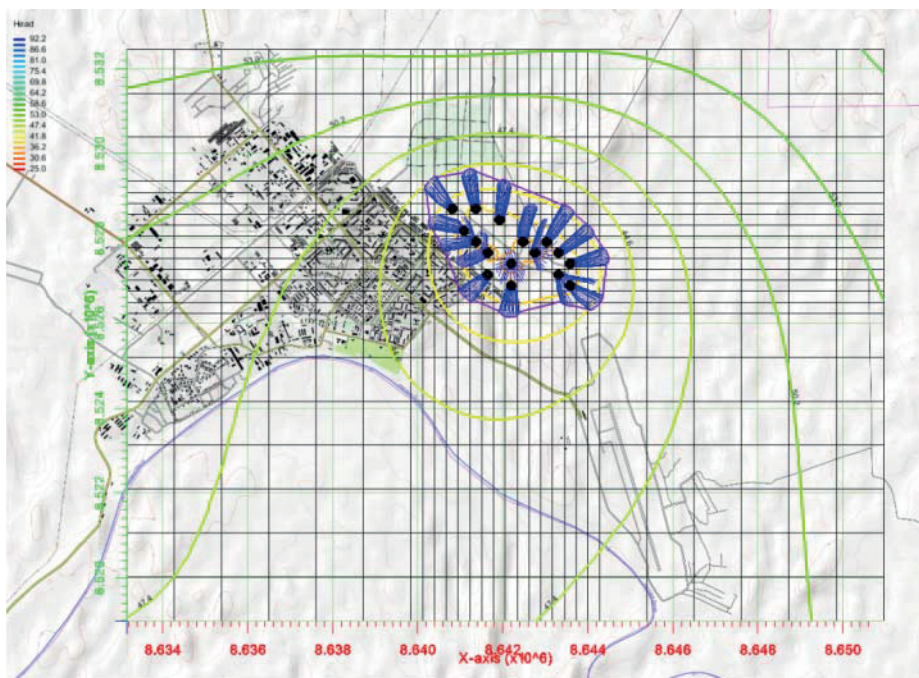


Рис. 12. Размеры зоны захвата фильтрационного потока на расчётный срок 10000 сут при суммарной производительности 32000 м<sup>3</sup>/сут.

Fig. 12. Sizes of filtrational stream capture zone for the rated term of 10000 days at total capacity of 32000 m<sup>3</sup>/d

На сегодняшний день суммарная производительность эксплуатационных скважин находится на уровне 5100 м<sup>3</sup>/сут. В этих условиях нами выполнена прогнозная оценка работы водозабора при существующей интенсивности водоотбора.

Результаты моделирования показывают, что при расходе водозабора 5120 м<sup>3</sup>/сут существенно сокращается предельная область захвата фильтрационного потока (рис. 14).

Более наглядно это сокращение проявляется для зоны захвата фильтрационного потока на расчётный срок 10000 сут, которая практически не выходит за границы площади расположения водозаборных скважин. (рис. 15, табл. 4).

Результаты численного гидродинамического моделирования по второму варианту эксплуатационной нагрузки, представленные балансовыми характеристиками фильтрационного потока, показаны в табл. 5.

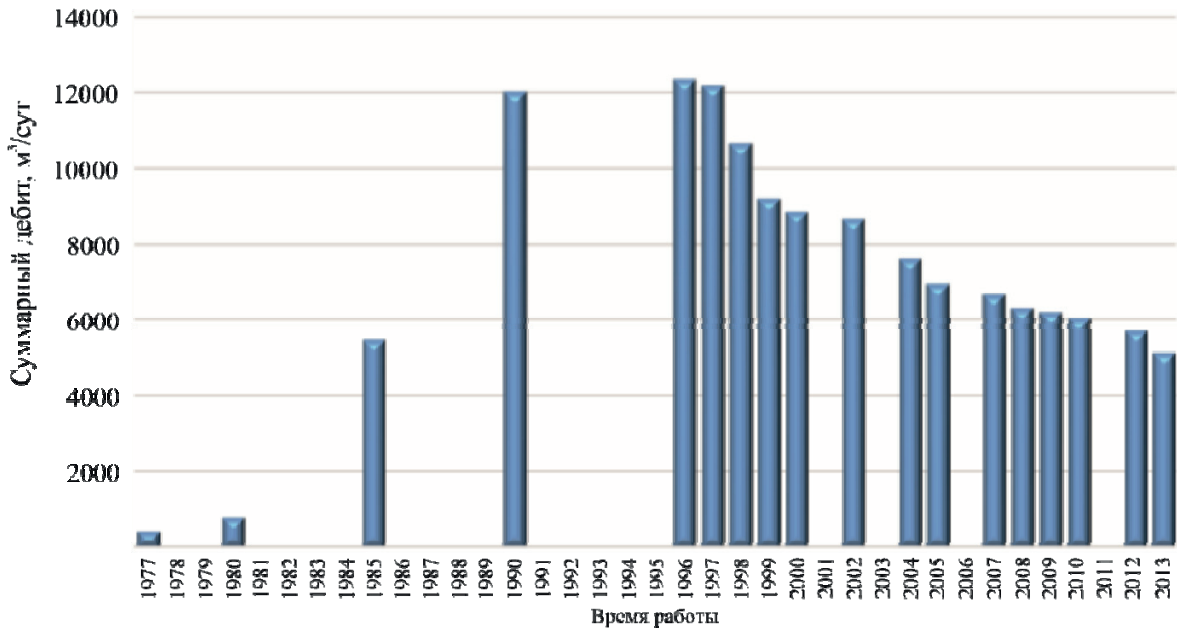


Рис. 13. Изменение производительности водозабора за время эксплуатации

Fig. 13. Change in efficiency of a water intake during operation

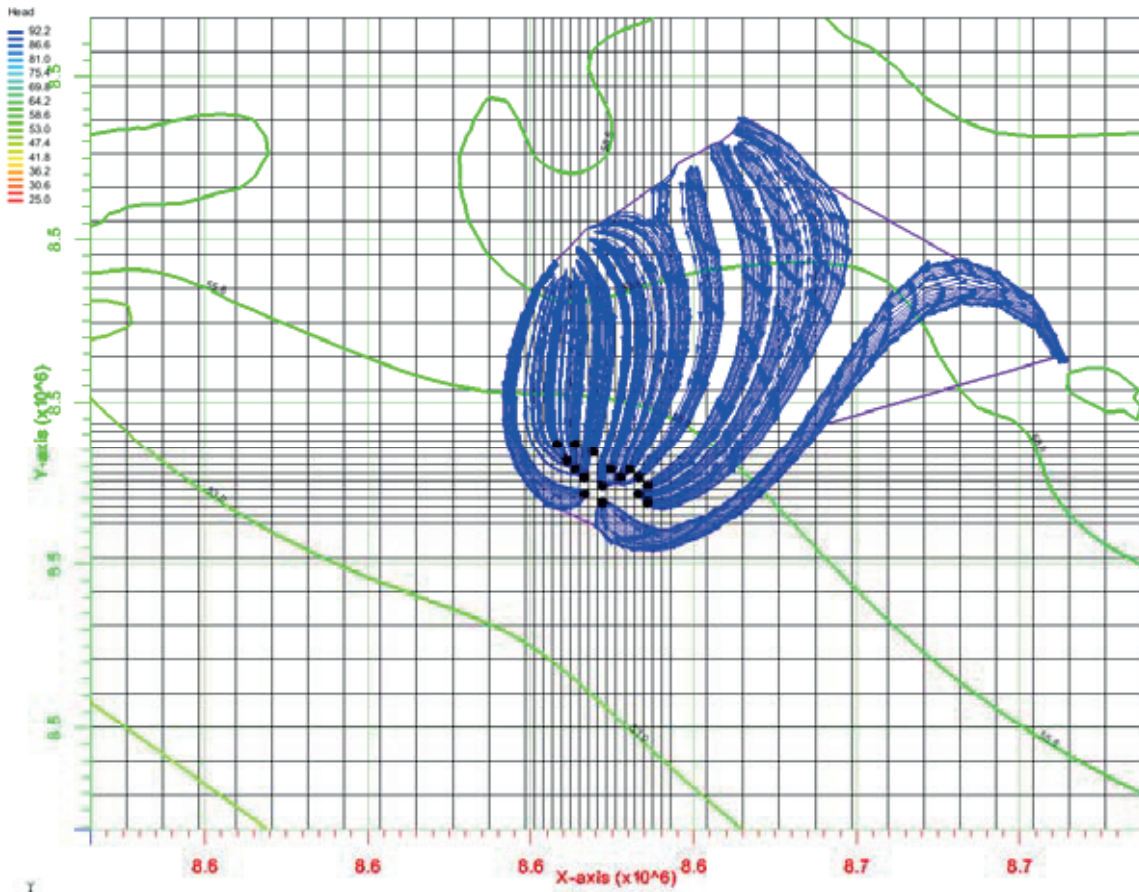


Рис. 14. Предельные размеры зоны захвата фильтрационного потока и темпы движения подземных вод по направлению к водозборным скважинам (расстояние между стрелками соответствует времени 100000 сут или 274 года) при уменьшении производительности водозабора до 5120 м³/сут

Fig. 14. Extreme sizes of capture region of a filtrational stream and rates of underground water movement towards water wells (the distance between arrows corresponds to 100000 days or 274 years) at decrease of efficiency of water intake up to 5120 m³/d

**Таблица 3.** Балансовые характеристики выделенного участка по трём верхним слоям модели при суммарной производительности водозабора 32000 м<sup>3</sup>/сут (фильтры эксплуатационных скважин расположены в 3-м слое)

**Table 3.** Balance characteristics of the allocated site on three high layers of model at total capacity of a water intake of 32000 m<sup>3</sup>/d (filters of operational wells are located in the 3<sup>rd</sup> layer)

Направление притока Inflow direction	слой/layer					
	1		2		3	
	приход income	расход charge	приход income	расход charge	приход income	расход charge
справа on the right	661,9	0	6025,9	0	793,0	0
спереди in front	155,2	-0,8	2562,1	-19,1	326,2	-2,4
снизу from below	94,6	-2929,4	66,1	-28334,9	445,6	-14,4
слева at the left	189,9	0	2882,6	0	362,0	0
сверху from above	0	0	2929,4	-94,6	28334,89	-66,1
сзади behind	1828,7	0	13982,8	0	1820,7	0

**Таблица 4.** Параметры линий тока в границах области захвата на расчетный срок 10000 сут при суммарной производительности 5120 м<sup>3</sup>/сут

**Table 4.** Parameters of streamlines in borders of capture region for the target time limit of 10000 days at total capacity of 5120 m<sup>3</sup>/d

Показатель Indicator	Длина, м Length, m	Время, сут Time, days	Время, год Time, year	Скорость, м/сут Speed, m/days
мин. min.	80,0463	10000	27,4	0,803
макс. max.	244,557	10000	27,4	2,446
среднее mean	162,92	10000	27,4	1,629

**Таблица 5.** Балансовые характеристики выделенного участка по трём верхним слоям модели при суммарной производительности водозабора 5120 м<sup>3</sup>/сут (в 3-ем слое работают скважины)

**Table 5.** Balance characteristics of the allocated site on three high layers of the model at total capacity of water intake of 5120 m<sup>3</sup>/d (the wells work in the 3<sup>rd</sup> layer)

Направление притока Inflow direction	слой/layer					
	1		2		3	
	приход income	расход charge	приход income	расход charge	приход income	расход charge
справа on the right	175,19	0	1604,86	0	204,46	0
спереди in front	0	-105,24	0	-1766,04	0	-224,39
снизу from below	1,37	-661,36	12,20	-4551,53	70,28	-1,52
слева at the left	0	-75,92	0	-1016,30	0	-111,27
сверху from above	0	0	661,36	-1,37	4544,04	-12,20
сзади behind	665,96	0	5056,62	0	650,76	0

Анализ межпластовых перетеканий по данным моделирования позволяет сделать вывод о том, что при уменьшении производительности водозабора с поверхности во второй слой модели попадает расход в количестве 661,36 м<sup>3</sup>/сут, близкий по геохимическому облику к поверхностным водам, формирующимся в значительной степени под влиянием болотных массивов. В этом случае с учетом суммарного расхода водозабора интенсивностью 5120 м<sup>3</sup>/сут доля поверхностных вод на глубине установки фильтров эксплуатационных скважин возрастает до 12,92 %, т. е. составляет почти 13 %. Результаты моделирования показывают, что при изменении производительности водозабора доля поверхностных вод, поступающих на глубину, изменяется несущественно и может быть принята для проведения прогнозных физико-химических расчётов состава природных растворов на уровне 10 % от суммарного расхода эксплуатационных скважин.

### Выводы

На основе анализа техногенных изменений гидрогеологических условий с применением численного моделирования установлено:

1. Ведущим фактором формирования эксплуатационных запасов подземных вод является возможность их восполнения за счет емкостных запасов эксплуатационного водоносного комплекса палеогеновых отложений и привлекаемых ресурсов неоген-четвертичного водоносного комплекса, которые составляют подчиненную, но значительную часть в суммарном водоотборе эксплуатационных скважин.
2. В свою очередь запасы подземных вод неоген-четвертичного водоносного комплекса пополняются избыточным (по сравнению с величиной испарения) количеством атмосферных осадков и обеспечены влиянием питающих границ (первого рода), представленных многочисленными (и обширными по площади) болотными массивами и другими поверхностными водоемами и водотоками.
3. Обширные болотные массивы способствуют формированию восстановительной геохимической обстановки водной среды, которая под влиянием разницы напоров за счет создания депрессии в эксплуатационном водоносном комплексе способна оказывать влияние на изменение условий водной среды в нижних частях гидрогеологического разреза в зоне работы фильтров водозаборных скважин.
4. Объемы перетекания, формирующиеся под влиянием работы группового водозабора, непостоянны во времени в связи с выявленными тенденциями изменения водопотребления. Количественная оценка объемов перетекания и их изменения во времени поддается количественному учету с использованием численного моделирования.



Рис. 15. Размеры зоны захвата фильтрационного потока на расчётный срок 10000 сут при суммарной производительности 5120 м<sup>3</sup>/сут.

Fig. 15. Sizes of filtration stream capture region for the target time limit of 10000 days at total capacity of 5120 m<sup>3</sup>/d

- Полученные оценки изменения водного баланса в процессе эксплуатации позволяют утверждать, что доля привлекаемых ресурсов подземных вод из верхней гидродинамической зоны неоген-четвертичного водоносного комплекса составляет значительную долю и изменяется в процентном отношении от 9 до 13 %.
- На региональной упрощенной численной модели района водозабора получена оценка пространственных размеров области возмущения под влиянием действующего водозабора.
- Численная модель показывает, что границы области влияния эксплуатационных скважин при максимальном водоотборе не превышают 50 км. Поэтому локальная численная модель водозабора может быть ограничена размерами 25×25 км.
- Режим эксплуатации водозабора оказывает существенное влияние на состав подземных вод на входе технологической цепочки обработки воды перед подачей потребителю, и должен учитываться при выборе оптимального режима работы очистных сооружений (частота включе-

ния фильтров в режим промывки, частота замены фильтрующего материала).

Заметим, что проект очистных сооружений является неотъемлемой частью подсчета запасов подземных вод и разрабатывается по исходному химическому составу, полученному на стадии разведочных работ, т. е. как правило до начала работы водозабора. Результаты выполненного исследования показывают, что без физико-химического прогноза эволюции гидрогеохимической обстановки эксплуатационного водоносного комплекса, опирающегося на результаты гидродинамического моделирования, невозможно полноценно учесть особенности изменения химического состава подземных вод в процессе перспективной работы водозабора.

Важно отметить, что результаты комплексного моделирования гидрогеологических условий позволяют на стадии разработки проекта водозабора внести дополнительные существенные уточнения в технологическую схему водоподготовки с целью повышения ее эффективности ее эксплуатационных характеристик.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Гаев А.Я., Савилова Е.Б. Об обеспечении экологической безопасности водозаборов хозяйственно-питьевого назначения нефтедобывающих районов Оренбуржья // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Экология и безопасность жизнедеятельности. – 2017. – Т. 25. – № 2. – С. 294–305.
- О проблеме питьевых вод на урбанизированных территориях / А.Я. Гаев, И.Н. Алферов, Ю.А. Килин, И.В. Куделина // Экологические проблемы промышленных городов. Сборник научных трудов по материалам 7-й Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Саратов, 2015. – С. 259–263.
- Гидрогеоэкологические условия водоснабжения населения юга Сибирского региона / Д.С. Покровский, Е.М. Дутова, А.А. Балобаненко, В.Д. Покровский, А.Ф. Рехтин // Вестник Томского государственного университета. – 2014. – № 384. – С. 189–197.

4. Проблемы воды, здоровья и безопасности оренбуржцев в перспективе / А.Я. Гаев, И.В. Куделина, Т.В. Леонтьева, И.Н. Алферов, Е.Б. Савилова // Вестник Волжского университета им. В.Н. Татищева. – 2013. – Т. 1. – № 4 (14). – С. 20–24.
5. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М. Геохимия подземных вод. – М.: Центр. ЛИТНефтеГаз, 2012. – 672 с.
6. Крайнов С.Р., Швец В.М. Геохимия подземных вод хозяйственно-питьевого назначения. – М.: Недра, 1987. – 237 с.
7. Фи Т.Х., Строкова Л.А. Типизация грунтовых толщ территории города Ханой (Вьетнам) при изучении оседания земной поверхности при водопонижении // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 4. – С. 6–15.
8. Фи Т.Х., Строкова Л.А. Оценка и прогноз оседания земной поверхности в результате извлечения подземных вод в городе Ханой (Вьетнам) // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2014. – № 2. – С. 169–178.
9. Manganese release linked to carbonate dissolution during the start-up phase of a subsurface iron removal well in Khabarovsk, Russia / S. Paufler, T. Grischek, J. Feller, J. Herlitzius, V.V. Kulakov // The science of the total environment. – 2019. – V. 650. – P. 1722–1733.
10. Mi Lin, Asim Biswas, Bennett E.M. Identifying hotspots and representative monitoring area of groundwater changes with time stability analysis // Science of The Total Environment. – 2019. – V. 667. – P. 419–426.
11. Самарцев В.Н., Поздняков С.П. Опыт калибровки геофильтрационной модели берегового водозабора путем совместного использования данных опытно-фильтрационных работ и результатов мониторинга в период эксплуатации // Инженерная геология. – 2017. – № 3. – С. 36–43.
12. Лехов В.А., Поздняков С.П., Бакшевская В.А. Экспериментальное изучение и численное моделирование влияния диффузии на миграцию загрязнения в неоднородных песчано-глинистых отложениях // Инженерная геология. – 2017. – № 5. – С. 60–71.
13. Muhammad Tousif Bhatti, Arif A. Anwar, Muhammad Aslam. Groundwater monitoring and management: Status and options in Pakistan // Computers and Electronics in Agriculture. – 2017. – V. 135. – P. 143–153.
14. Wang P., Pozdniakov S.P., Shestakov V.M. Optimum experimental design of a monitoring network for parameter identification at riverbank well fields // Journal of Hydrology. – 2015. – V. 523. – P. 531–541.
15. Бочаров В.Л., Савченко О.В. Гидрогеологические условия и оценка эксплуатационных запасов подземных вод бассейна реки Становая Ряса (Липецкая область) // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология. – 2015. – № 2. – С. 104–108.
16. Shallow groundwater dynamics and its driving forces in extremely arid areas: a case study of the lower heihe river in northwestern CHINA / P. Wang, J. Yu, C. Liu, S.P. Pozdniakov, S.O. Grinevsky // Hydrological Processes. – 2014. – V. 28. – № 3. – P. 1539–1553.
17. Бочаров В.Л., Строгонова Л.Н., Овчинникова Е.С. Проблемы изучения и использования ресурсов подземных питьевых вод Воронежской области // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология. – 2010. – № 1. – С. 243–251.
18. Statistical modelling of groundwater contamination monitoring data: a comparison of spatial and spatiotemporal methods / M.I. McLean, L. Evers, A.W. Bowman, M. Bonte, W.R. Jones // Science of The Total Environment. – 2019. – V. 652. – P. 1339–1346.
19. Ayvaz M.T., Elçi A. Identification of the optimum groundwater quality monitoring network using a genetic algorithm based optimization approach // Journal of Hydrology. – 2018. – V. 563. – P. 1078–1091.
20. Jamin P., Brouyère S. Monitoring transient groundwater fluxes using the Finite Volume Point Dilution Method // Journal of Contaminant Hydrology. – 2018. – V. 218. – P. 10–18.
21. Accounting for groundwater in future city visions / S.H. Bricker, V.J. Banks, G. Galik, D. Tapete, R. Jones // Land Use Policy. – 2017. – V. 69. – P. 618–630.
22. Geochemical groundwater peculiarities of paleogene sediments in the Western Siberia artesian basin / A.A. Balobanenko, V. L'Gotin, E.M. Dutova, A.N. Nikitenkov, I.V. Raduk, D.S. Pokrovsky // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016.
23. Геохимические особенности подземных вод хозяйственно-питьевого назначения республики Хакасия / Е.М. Дутова, Д.С. Покровский, В.П. Парначев, В.Д. Покровский // Вестник Томского государственного университета. – 2015. – № 394. – С. 239–249.
24. Бочаров В.Л., Селезнев К.А. Геохимия стронция в подземных водах в юго-западной краевой части московского артезианского бассейна (Орловская область) // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология. – 2012. – № 2. – С. 179–189.
25. Kazak E., Pozdniakov S., Muromec N. Field study and iron reactive simulation in riverbank water supply well fields // IAHS-AISH Publication GQ10: Groundwater Quality Management in a Rapidly Changing World. Proceedings of the seventh International GroundWater Quality Conference. – Zurich, Switzerland, 2011. – P. 419–422.
26. Лехов А.В., Шваров Ю.В. Рост минерализации эксплуатируемых подземных вод при наличии пирита в покровных отложениях // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. – 2002. – № 4. – С. 316–325.
27. Electric-field enhanced reactivity and migration of iron nanoparticles with implications for groundwater treatment technologies: Proof of concept / M.v Ěerník, J. Nosek, J. Filip, J. Hrabal, D.W. Elliott, R. Zbořil // Water Research. – 2019. – V. 154. – P. 361–369.
28. Comparative study of ferrate and thermally activated persulfate treatments for removal of mono- and dichlorobenzenes from groundwater / P. Dobosy, C.É. Vizsolyi, I. Varga, J. Varga, G. Láng, G. Záray // Microchemical Journal. – 2018. – V. 136. – P. 61–66.
29. Sharma S.K., Petrusevski B., Schippers J.C. Biological iron removal from groundwater // AQUA. – 2005. – V. 54. – № 4. – P. 239–247.
30. Modeling in situ iron removal from ground water / C.A.J. Appelo, B. Drijver, R. Hekkenberg, M. de Jonge // Ground water. – 1999. – V. 37. – № 6. – P. 811–817.
31. Труфанов А.И. Формирование железистых подземных вод. – М.: Стройиздат, 1987. – 133 с.
32. Sung W., Morgan J.J. Kinetics and product of ferrous iron oxygenation in aqueous systems // American Chem. Soc. – 1980. – V. 14. – P. 561–568.
33. Khushboo Chaudhary, Pankaj Kumar Saraswat, Suphiya Khan. Improvement in fluoride remediation technology using GIS based mapping of fluoride contaminated groundwater and microbe assisted phytoremediation // Ecotoxicology and Environmental Safety. – 2019. – V. 168. – P. 164–176.
34. Sudipta Ghosh (Nath), Anupam Debsarkar, Amit Dutta. Technology alternatives for decontamination of arsenic-rich groundwater – a critical review // Environmental Technology & Innovation. – 2019. – V. 13. – P. 277–303.
35. Large scale treatment of total petroleum-hydrocarbon contaminated groundwater using bioaugmentation / G. Poi, E. Shahsavari, A. Aburto-Medina, P.Ch. Mok, A.S. Ball // Journal of Environmental Management. – 2018. – V. 214. – P. 157–163.
36. Кулаков В.В. Подготовка питьевых вод в водоносном горизонте на тунгусском водозаборе некондиционных подземных вод в Хабаровске // Водное хозяйство России: проблемы, технологии, управление. – 2016. – № 2. – С. 87–97.



37. Kazak E., Pozdniakov S., Kazak A. Sensitivity of model of ferrous iron oxidation by dissolved oxygen in the groundwater system // Water-Rock Interaction – Proceedings of the 13<sup>th</sup> International Conference on Water-Rock Interaction, WRI-13. – Guanajuato, 2010. – С. 387–390.
38. Казак Е.С., Поздняков С.П. Моделирование внутрипластового обезжелезивания подземных вод // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2010. – № 6. – С. 68–74.
39. Millero F.J., Sotolongo S., Izaguirre M. The oxidation kinetics of Fe(II) in seawater // Geochim. et Cosmochim. Acta. – 1986. – V. 51. – P. 793–801.
40. Hydrogenous mineral neof ormations in Tomsk water intake facility from underground sources / E. Dutova, N. Nalivaiko, K. Kuzevanov, V., Pokrovsky I. Vologdina, D. Pokrovsky // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016.
41. Hydrogeochemical characteristics of water intakes from groundwater sources in Seversk / A.I. Karmalov, E.M. Dutova, I.V. Vologdina, D.S. Pokrovsky, V.D. Pokrovskiy, K.K. Kuzevanov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016.
42. Природно-техногенные минеральные новообразования на водозаборах Томской области / И.В. Вологодина, Е.М. Дутова, Д.С. Покровский, В.Д. Покровский, И.В. Радюк // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 7. Геология. География. – 2015. – № 3. – С. 58–72.
43. Утилизация отходов водоподготовки станций обезжелезивания / Н.Т. Усова, О.Д. Лукашевич, Л.В. Герб, О.Ю. Гончаров // Водочистка. – 2012. – № 2. – С. 33–40.
44. Органические примеси в природных водах в районе г. Стрежевого / Ю.П. Туров, И.Д. Пирогова, М.Ю. Гузньева, Н.А. Ермашова // Водные ресурсы. – 1998. – Т. 25. – № 4. – С. 455–461.

Поступила 14.07.2019 г.

### Информация об авторах

**Дутова Е.М.**, доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Кузеванов К.И.**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Кузеванов К.К.**, ассистент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 556.314

## HYDRODYNAMIC JUSTIFICATION OF CHANGES IN HYDROGEOCHEMICAL CONDITIONS OF STREZHEVOY UNDERGROUND WATER FIELD (TOMSK REGION)

Ekaterina M. Dutova<sup>1</sup>,

dutova@tpu.ru

Konstantin I. Kuzevanov<sup>1</sup>,

kki@tpu.ru

Konstantin K. Kuzevanov<sup>1</sup>,

kuzevanovkk@tpu.ru

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The research is relevant due to the need for studying the current condition of underground waters used as water supplies and analyzing the problems related to the change in chemical composition of underground waters caused by operation. These changes depend both on natural landscape and climatic and hydrogeochemical zonation, and on water intake operation mode. The enrichment of underground waters with iron due to regional features of geochemical conditions leads to inevitable application of water treatment which effectiveness can be significantly changed under the influence of water selection.

**The main aim** of the research is to estimate the potential impact of hydrodynamic conditions under the influence of long operation of large water intake on the changes in the quality of underground waters of the operated field.

**Methods.** The local monitoring of operating water intake has been conducted for a long period of time for solving operational investigation tasks on the operating field of underground waters. The analysis is based on the results of this monitoring. We have generalized observation data on the position of static levels. The materials of a hydrogeochemical approbation were used for studying the changes in chemical composition of underground waters. Such approbations are carried out regularly according to the regulations of regime observations. The overflowing between aquifers is assessed quantitatively by means of numerical hydrodynamic modeling.

**Results.** The analysis of monitoring results has shown that in the course of intensive operation of underground waters the favorable conditions for accumulating iron in the dissolved and hard-to-recovered form arise. The formation of complex organomineral iron compounds contributes to favourable conditions as such compounds are poorly manageable to removal during standard water treatment on the basis of aeration. We consider the changes in geochemical condition in the filter areas of operational wells to be the main reason for these anthropogenic processes. The changes in geochemical composition are caused by rising acid waters which have high concentration of organic compounds.

### Key words:

Underground water field, chemical composition, monitoring underground waters, changes in level and hydrogeochemical modes, hydrodynamic modeling of filtration processes.

### REFERENCES

- Gaev A.Ya., Savilova E.B. Ob obespechenii ekologicheskoy bezopasnosti vodozaborov hozyaystvenno-pitevogo naznacheniya neftebyvayushchikh rayonov orenburzhiya [About ensuring environmental safety of water intakes of economic and drinking purpose of the oil-extracting Areas of Orenburg Oblasts]. *Vestnik Rossiyskogo universiteta družby narodov. Seriya: Ekologiya i bezopasnost zhiznedeyatel'nosti*, 2017, vol. 25, no. 2, pp. 294–305.
- Gaev A.Ya., Alferov I.N., Kilin Yu.A., Kudelina I.V. O probleme pitevykh vod na urbanizirovannykh territoriyakh [On the problem of potable waters in the urbanized territories]. *Ekologicheskie problemy promyshlennykh gorodov. Sbornik nauchnykh trudov po materialam 7 Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem* [Environmental problems of the industrial cities. The collection of scientific works on materials of the 7<sup>th</sup> All-Russian scientific and practical conference with the international participation]. 2015, pp. 259–263.
- Pokrovskiy D.S., Dutova E.M., Balobanenko A.A., Pokrovskiy V.D., Rekhin A.F. Hydrogeoeological conditions of water supply of the population of the South of the Siberian region. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2014, no. 384, pp. 189–197. In Rus.
- Gaev A.Ya., Kudelina I.V., Leonteva T.V., Alferov I.N., Savilova E.B. Problems of water, health and safety of residents of Orenburg in the long term. *Bulletin of the Volga university of V.N. Tatishchev*, 2013, vol. 1, no. 4 (14), pp. 20–24. In Rus.
- Kraynov S.R., Ryzhenko B.N., Shvets V.M. *Geokhimiya podzemnykh vod* [Geochemistry of underground waters]. Moscow, Tsentr LITNefteGaz Publ., 2012. 672 p.
- Kraynov S.R., Shvets V.M. *Geokhimiya podzemnykh vod khozyaystvenno-pitevogo naznacheniya* [Geochemistry of underground waters of economic and drinking appointment]. Moscow, Nedra Publ., 1987. 237 p.
- Fi T.H., Strokova L.A. Classification of soil types for Hanoi (Vietnam) when studying land subsidence at groundwater extraction. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 4, pp. 6–15. In Rus.
- Fi T.H., Strokova L.A. Otsenka i prognoz osedaniya zemnoy poverkhnosti v rezultate izvlecheniya podzemnykh vod v gorode Hanoi (Vietnam) [Assessment and forecast of land surface sedimentation as a result of extraction of underground waters in the city of Hanoi (Vietnam)]. *Geoekologiya. Inzhenernaya geologiya, gidrogeologiya, geokriologiya*, 2014, no. 2, pp. 169–178.
- Paufler S., Grischek T., Feller J., Herlitzius J., Kulakov V.V. Manganese release linked to carbonate dissolution during the start-up phase of a subsurface iron removal well in Khabarovsk, Russia. *The science of the total environment*, 2019, vol. 650, pp. 1722–1733.

10. Mi Lin, Asim Biswas, Elena M. Bennett. Identifying hotspots and representative monitoring area of groundwater changes with time stability analysis. *Science of The Total Environment*, 2019, vol. 667, pp. 419–426.
11. Samartsev V.N., Pozdnyakov S.P. Experience of calibration of geofiltrational model of a coastal water intake by sharing of the yielded experienced and filtrational works and results of monitoring during operation. *Engineering geology*, 2017, no. 3, pp. 36–43. In Rus.
12. Lekhov V.A., Pozdnyakov S.P., Bakshevskaya V.A. The experimental studying and numerical model operation of impact of diffusion on migration of pollution in the non-uniform sandy-argillaceous deposits. *Engineering geology*, 2017, no. 5, pp. 60–71. In Rus.
13. Muhammad Tousif Bhatti, Arif A.Anwar, Muhammad Aslam. Groundwater monitoring and management: Status and options in Pakistan. *Computers and Electronics in Agriculture*, 2017, vol. 135, pp. 143–153.
14. Wang P., Pozdnyakov S.P., Shestakov V.M. Optimum experimental design of a monitoring network for parameter identification at riverbank well fields. *Journal of Hydrology*, 2015, vol. 523, pp. 531–541.
15. Bocharov V.L., Savchenko O.V. Hidrogeologicheskie usloviya i otsenka ekspluatatsionnykh zapasov podzemnykh vod basseyna reki Stanovaya Ryasa (Lipetskaya oblast) [Hydrogeological conditions and assessment of operational reserves of underground waters of a river basin of Stanovaya Cassock (Lipetsk region)]. *Vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Geologiya*, 2015, no. 2, pp. 104–108.
16. Wang P., Yu J., Liu C., Pozdnyakov S.P., Grinevsky S.O. Shallow groundwater dynamics and its driving forces in extremely arid areas: a case study of the lower heihe river in northwestern China. *Hydrological Processes*, 2014, vol. 28, no. 3, pp. 1539–1553.
17. Bocharov V.L., Strogonova L.N., Ovchinnikova E.S. Problemy izucheniya i ispolzovaniya resursov podzemnykh pitevykh vod Voronezhskoy oblasti [Problems of studying and using resources of underground potable waters of the Voronezh region]. *Vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Geologiya*, 2010, no. 1, pp. 243–251.
18. McLean M.I., Evers L., Bowman A.W., Bonte M., Jones W.R. Statistical modelling of groundwater contamination monitoring data: A comparison of spatial and spatiotemporal methods. *Science of The Total Environment*, 2019, vol. 652, pp. 1339–1346.
19. Ayvaz M.T., Elçi A. Identification of the optimum groundwater quality monitoring network using a genetic algorithm based optimization approach. *Journal of Hydrology*, 2018, vol. 563, pp. 1078–1091.
20. P Jamin., Brouyère S. Monitoring transient groundwater fluxes using the Finite Volume Point Dilution Method. *Journal of Contaminant Hydrology*, 2018, vol. 218, pp. 10–18.
21. Bricker S.H., Banks V.J., Galik G., Tapete D., Jones R. Accounting for groundwater in future city visions. *Land Use Policy*, 2017, vol. 69, pp. 618–630.
22. Balobanenko A.A., L'Gotin V., Dutova E.M., Nikitenkov A.N., Raduk I.V., Pokrovsky D.S. Geochemical groundwater peculiarities of paleogene sediments in the Western Siberia artesian basin. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2016.
23. Dutova E.M., Pokrovskiy D.S., Parnachev V.P., Pokrovskiy V.D. Geochemical features of underground waters of economic and drinking purpose of the Republic of Khakassia. *Bulletin of the Tomsk state university*, 2015, no. 394, pp. 239–249. In Rus.
24. Bocharov V.L., Seleznev K.A. Geohimiya stronciya v podzemnykh vodah v yugo-zapadnoj kraevoy chasti moskovskogo artezijskogo bassejna (Orlovskaya oblast') [Strontium geochemistry in underground waters in a southwest regional part of the Moscow artesian basin (Oryol region)]. *Vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Geologiya*, 2012, no. 2, pp. 179–189.
25. Kazak E., Pozdnyakov S., Muromec N. Field study and iron reactive simulation in riverbank water supply well fields. *IAHS-AISH Publication GQ10: Groundwater Quality Management in a Rapidly Changing World. Proceedings of the seventh International GroundWater Quality Conference*. – Zurich, Switzerland, 2011, pp. 419–422.
26. Lekhov A.V., Shvarov Yu.V. Rost mineralizatsii ekspluatiruemyykh podzemnykh vod pri nalichii pirita v pokrovnykh otlozheniyakh [Height of a mineralization of the operated underground waters in the presence of pyrite in integumentary deposits]. *Geoekologiya. Inzhenernaya geologiya. Hidrogeologiya. Geokriologiya*, 2002, no. 4, pp. 316–325.
27. Èerník M., Nosek J., Filip J., Hrabal J., Elliott D.W., Zboril R. Electric-field enhanced reactivity and migration of iron nanoparticles with implications for groundwater treatment technologies: Proof of concept. *Water Research*, 2019, vol. 154, pp. 361–369.
28. Dobosy P., Vizsolyi C.E., Varga I., Varga J., Láng G., Záray G. Comparative study of ferrate and thermally activated persulfate treatments for removal of mono- and dichlorobenzenes from groundwater. *Microchemical Journal*, 2018, vol. 136, pp. 61–66.
29. Sharma S.K., Petrushevski B., Schippers J.C. Biological iron removal from groundwater. *AQUA*, 2005, vol. 54, no. 4, pp. 239–247.
30. Appelo C.A.J., Drijver B., Hekkenberg R., De Jonge M. Modeling in situ iron removal from ground water. *Ground water*, 1999, vol. 37, no. 6, pp. 811–817.
31. Trufanov A.I. *Formirovanie zhelezistykh podzemnykh vod* [Formation of ferriferous underground waters]. Moscow, Stroyizdat Publ., 1987. 133 p.
32. Sung W., Morgan J.J. Kinetics and product of ferrous iron oxygenation in aqueous systems. *American Chem. Soc.*, 1980, vol. 14, pp. 561–568.
33. Khushboo Chaudhary, Pankaj Kumar Saraswat, Suphiya Khan. Improvement in fluoride remediation technology using GIS based mapping of fluoride contaminated groundwater and microbe assisted phytoremediation. *Ecotoxicology and Environmental Safety*, 2019, vol. 168, pp. 164–176.
34. Sudipta Ghosh (Nath), Anupam Debsarkar, Amit Dutta. Technology alternatives for decontamination of arsenic-rich groundwater – a critical review. *Environmental Technology & Innovation*, 2019, vol. 13, pp. 277–303.
35. Poi G., Shahsavari E., Aburto-Medina A., Mok P.Ch., Ball A.S. Large scale treatment of total petroleum-hydrocarbon contaminated groundwater using bioaugmentation. *Journal of Environmental Management*, 2018, vol. 214, pp. 157–163.
36. Kulakov V.V. Water treatment of potable waters in an aquifer on the Tungus water intake of sub-standard underground waters in Khabarovsk. *Water management of Russia: problems, technologies, management*, 2016, no. 2, pp. 87–97. In Rus.
37. Kazak E., Pozdnyakov S., Kazak A. Sensitivity of model of ferrous iron oxidation by dissolved oxygen in the groundwater system. *Water-Rock Interaction. Proc. of the 13<sup>th</sup> International Conference on Water-Rock Interaction, WRI-13*. Guanajuato, 2010. pp. 387–390.
38. Kazak E.S., Pozdnyakov S.P. Model operation of intra reservoir deferrization of underground waters. *Bulletin of the Moscow university. Series 4: Geology*, 2010, no. 6, pp. 68–74. In Rus.
39. Millero F.J., Sotolongo S., Izaguirre M. The oxidation kinetics of Fe(II) in seawater. *Geochim. et Cosmochim. Acta*, 1986, vol. 51, pp. 793–801.
40. Dutova E., Nalivaiko N., Kuzevanov K., Pokrovsky V., Vologdina I., Pokrovsky D. Hydrogenous mineral neoformations in Tomsk water intake facility from underground sources. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016.
41. Karmalov A.I., Dutova E.M., Vologdina I.V., Pokrovsky D.S., Pokrovskiy V.D., Kuzevanov K.K. Hydrogeochemical characteristics of water intakes from groundwater sources in Seversk. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016.

42. Vologdina I.V., Dutova E.M., Pokrovskiy D.S., Pokrovskiy V.D., Radyuk I.V. Naturally technogenic mineral new growths on water intakes of the Tomsk region. *Bulletin of the St. Petersburg university. Series 7. Geology. Geography*, 2015, no. 3, pp. 58–72. In Rus.
43. Usova N.T., Lukashevich O.D., Gerb L.V., Goncharov O.Yu. Salvage of water treatment of stations of deferrization. *Water purification*, 2012, no. 2, pp. 33–40. In Rus.
44. Turov Yu.P., Pirogova I.D., Guznyaeva M.Yu., Ermashova N.A. Organicheskie primesi v prirodnykh vodakh v rayone g. Strezhevogo [Organic impurity in natural waters near Strezhevoy]. *Vodnye resursy*, 1998, vol. 25, no. 4, pp. 455–461.

*Received: 17 July 2019.*

#### **Information about the authors**

**Ekaterina M. Dutova**, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Konstantin I. Kuzevanov**, Cand Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Konstantin K. Kuzevanov**, assistant, National Research Tomsk Polytechnic University.

УДК 332.334

## РАЗРАБОТКА ПРОГНОЗНОЙ МОДЕЛИ ТРАНСФОРМАЦИИ ЗЕМЕЛЬНЫХ УГОДИЙ ВЬЕТНАМА

Ковязин Василий Федорович<sup>1</sup>,

vfkedr@mail.ru

Нгуен Тхи Суан<sup>1</sup>,

ntxuandc81@gmail.com

<sup>1</sup> Санкт-Петербургский горный университет,  
Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2.

**Актуальность исследования.** Вьетнам – аграрная страна, в настоящее время его развитие идет по пути индустриализации, но правительство по-прежнему озабочено количественными и качественными показателями сельскохозяйственных угодий. Поэтому прогнозирование ресурсного потенциала разных видов земельных угодий Вьетнама играет ключевую роль в управлении земельными ресурсами страны. Исследования ресурсного потенциала земель проведены на примере административной области Тиенхая, которая является прибрежным регионом страны, где преобладает сельскохозяйственный сектор экономики и характерны многие виды земельных угодий.

**Цель:** оценка пригодности земель разных угодий для прогноза использования их в будущем.

**Объектом** исследования являются земельные угодья государственной собственности района Тиенхая социалистической республики Вьетнам.

**Методы:** методы эмпирического уровня: описание, наблюдение, измерение, сравнение, анкетный опрос, обобщение и моделирование. Для выявления динамики площадей земель различных категорий использовались космические снимки, а для их обработки – ГИС-технологии. При оценке пригодности земель к различным видам землепользований применялись методы ФАО (продовольственная и сельскохозяйственная организация ООН) и экспертных оценок. Важность факторов трансформации земель для разных видов их пользования рассчитана по методу аналитической иерархической процедуры Саати. Для разработки прогнозной модели трансформации земельных угодий во Вьетнаме выбраны цепи Маркова и современные компьютерные программы и технологии.

**Результаты.** На основе дешифрирования космоснимков территории и ГИС-технологий построена матрица вероятности трансформации земельных угодий в Тиенхае с 2005 по 2015 гг. Нормированный вектор относительной важности факторов трансформации при оценке ресурсного потенциала земель для разных видов использования по методу аналитической иерархической процедуры Саати сформирован с помощью экспертов. Разработаны карты пригодности земель для различных типов земельных угодий. Создана модель прогноза земельных угодий в районе Тиенхая к 2025 г. По модели спрогнозированы площади землепользований в районе исследований через 10 лет.

**Ключевые слова:**

Земельные угодья, матрица трансформации, прогнозная модель, цепи Маркова, пригодность земли.

### Введение

Земельные угодья – земельные участки планомерно и систематически используемые для различных целей. От вида земельных угодий зависит распределение доходов в стране. На вид пользования угодий оказывает влияние большое количество факторов. Для прогнозирования тенденции использования земель необходима вероятностная информация о землепользованиях и оценке уровня их ресурсного потенциала. В настоящее время для моделирования прогноза земельных угодий применяют известные программы (ArcGis и Idrisi Selva) и карты пригодности земель. Эти карты несут информацию о вероятности динамики вида земельных угодий в зависимости от природных условий и экономической ситуации в стране, плодородия и уровня ресурсного потенциала земли. Но учесть сложные связи между природными и экономическими показателями территории трудно, поэтому задача построения карт пригодности земель Тиенхая пока не решена. Мы попытались решить эту проблему.

### Методика исследования

Для разработки прогнозной модели земельных угодий в районе Тиенхая использовались космические снимки, а прогнозирование включало несколько этапов исследований.

На первом этапе прогнозирования использовались космические снимки области Тиенхая 2005 г. и карты землепользований 2015 г. Далее с помощью ГИС-технологий разработаны карты землепользований и определена их динамика за период с 2005 по 2015 гг. [1–4].

На втором этапе разработаны карты пригодности земель для каждого типа землепользований. Пригодность земель определена с учетом экологических потребностей разных видов землепользований, их экономической эффективности и устойчивости внешней среды [5]. Кроме того, по земельному законодательству Вьетнама приоритетом развития являются земли сельскохозяйственного назначения [6]. Для оценки пригодности земель к ведению сельского хозяйства (выращивание риса, сельскохозяйственных культур, а также для рыбо-

водства) использованы агрохимические свойства почвы. К этим свойствам отнесены: тип почвы, её гранулометрический состав, содержание гумуса, емкость катионного обмена, степень насыщенности основаниями, содержание растворенных солей в почве,  $pH_{ккл}$ , уровень увлажнения почвы, глубинно-глеевой слой, уровень загрязнения почвы оксидом алюминия [5, 7–10]. В качестве экономических факторов использованы: плотность населения, экономическая эффективность сельскохозяйственного производства, система орошения полей, расстояние до магистральных путей транспорта [11–14]. А для земель жилищного и специального назначения включали факторы: плотность населения, уровень развития экономики коммун, расстояние до магистральных путей транспорта, расстояние до важных экономических, общественных, рекреационных объектов и критерии приоритета сельского хозяйства, которые зависят от пригодности земель для сельскохозяйственных культур, рисовых полей, для рыбоводства и неиспользуемые. Установлено, что развитие земель жилищного и специального назначения влияет на качество земель для сельскохозяйственных культур, рисовых полей и рыбоводства [15–19]. В частности, участки сельскохозяйственного назначения имеют высокую ценность, поэтому их перевод в другие категории земель затруднен. Неиспользуемые земли государство, наоборот, призывает переводить в другие категории пользования.

Ресурсный потенциал территории Тиенхая оценен по методике ФАО. При этом использовались следующие 4 класса оценки земель:

- S1 – высокая пригодность (70–100 баллов);
- S2 – средняя пригодность (50–70 баллов);
- S3 – ограниченная пригодность (15–50 баллов);
- N – временно непригодные земли (0–15 баллов).

На основе метода рейтинговой оценки ФАО и стандарта оценки сельскохозяйственных земель и для планирования земельных угодий различных видов нами для Министерства сельского хозяйства и развития сельских районов Вьетнама сформированы критерии и проведена оценка пригодности земель с учетом различных факторов ( $S_i$ ).

Ранжирование факторов трансформации земель по их важности проведено нами при помощи весовых коэффициентов. Весовые коэффициенты в нашем исследовании получены с помощью экспертов. В качестве тридцати восьми экспертов привлекались известные в социалистической республике Вьетнам ученые и специалисты органов управления земельными ресурсами. Эксперты подобраны по критериям метода аналитической иерархической процедуры Саати.

Эксперты оценивали значимость факторов по методике американского математика Томаса Саати, который попарно сравнивал альтернативы [20]. Фиксация результатов сравнения пары альтернатив проводилась по шкале следующего типа:

- 1 – равноценность;
- 3 – умеренное превосходство;

- 5 – сильное превосходство;
- 7 – очень сильное превосходство;
- 9 – высшее (крайнее) превосходство.

Мы имеем  $n$ -факторов трансформации земель  $F_1, \dots, F_n$  и вектор относительных весов оценки этих факторов  $w(w_1, \dots, w_n)$  по степени их влияния на уровень ресурсного потенциала для разных видов хозяйственного использования земель. При этом должно выполняться равенство (1):

$$\sum_{i=1}^n w_i = 1. \quad (1)$$

Сравнивая попарно степень влияния факторов по весам, получаем отношение влияния их в виде квадратной матрицы  $F_n$  такого порядка (табл. 1).

Таблица 1. Квадратная матрица

Table 1. Square matrix

$F$	$F1$	$F2$	...	...	...	$F_n$
$F2$	$w_1/w_1$	$w_1/w_2$	...	...	...	$w_1/w_n$
...	$w_2/w_1$	$w_2/w_2$	...	...	...	$w_2/w_n$
...	...	...	...	...	...	...
$F_n$	$w_n/w_1$	...	...	...	...	$w_n/w_n$

Элементы матрицы имеют такие свойства (2)–(4):

$$f_{ij} = w_i/w_j, \quad (2)$$

$$f_{ij} = 1/f_{ji} \quad (3)$$

и

$$f_{ij} \times f_{jk} = f_{ik}. \quad (4)$$

В условиях нечеткой исходной информации вектор весов  $w$  является неизвестным. Его находим с помощью свойства матрицы  $F$  при решении уравнения 9 (5):

$$(F - n \times I)w = 0, \quad (5)$$

где  $I$  – единичная матрица.

Вначале находили нормированный вектор матрицы, что соответствует максимальному собственному числу, путем решения выражения (4), (5). Сравнивая факторы трансформации землепользований по степени их значимости, на уровень ресурсного потенциала земель для разных видов хозяйственного использования, получали матрицы парных сравнений суждений экспертов. Основой для оценки уровня ресурсного потенциала района Тиенхая для разных видов использования земель послужил интегральный показатель уровня ресурсного потенциала, который обозначен через  $Y$  и рассчитан по формуле (6)

$$Y = \sum_{(i=1)}^n W_i \times S_i, \quad (6)$$

где  $W_i$  – коэффициент относительной значимости (вес) фактора трансформаций земель;  $S_i$  – оценка пригодности земель фактора трансформаций земель, в баллах.

На третьем этапе разработана модель прогнозирования земельных угодий на ближайшее десятилетие. В настоящее время одним из наиболее эф-

фактивных и широко используемых способов моделирования изменений земельных угодий, учитывающих пространственное взаимодействие между элементами подобного изображения, является применение клеточных автоматов (КА) [21]. Один из наиболее перспективных и рациональных способов моделирования изменений земельных угодий основан на использовании статистического аппарата Марковских цепей. В этом случае информация об изменениях земельных угодий содержится в матрице вероятностей переходов  $P=[p_{ij}]$ , каждый элемент которой является вероятностью перехода вида земельных угодий  $\omega_i$  в тип  $\omega_j$ , где  $i, j=1, \dots, m$ ,  $m$  – число типов земельных угодий на изучаемой территории, выявленное на этапе исследования (табл. 2) [21–24]. В настоящее время моделирование прогноза земельных угодий с помощью Марковских цепей [23] широко используется для разработки карт пригодности земельных угодий для различных видов использований.

### Обсуждение результатов

По результатам исследований нами разработана матрица трансформации земельных угодий на 10 лет, в которой отображена динамика площадей каждого вида земельных угодий (табл. 2) [25–27].

Таблица 2. Матрица вероятности трансформации земельных угодий в районе Тиенхя с 2005 по 2015 гг., % (P)

Table 2. Matrix of land transformation probability in Tienhai from 2005 to 2015, % (P)

		Категории земель в 2015 г./Land categories in 2015							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Категории земель в 2015 г./Land categories in 2015	1	0,8443	0	0,0270	0,0593	0	0,063	0,0064	0
	2	0	0,6452	0,0373	0,0125	0,0137	0,2566	0,0347	0
	3	0	0	0,8482	0	0	0	0,0663	0,0855
	4	0,0278	0,0036	0,0162	0,8131	0,0613	0,0129	0,0651	0
	5	0	0	0	0,2315	0,7685	0	0	0
	6	0,0140	0,0010	0,0235	0,0682	0	0,8132	0,0800	0
	7	0,0214	0,0214	0,0214	0,0214	0,0214	0,0214	0,8500	0,0214
	8	0	0	0	0,1613	0,5299	0	0	0,3088

Примечание. Цифрами обозначены следующие земельные угодья: 1 – земли водного фонда; 2 – земли для сельскохозяйственных культур; 3 – земли для жилищного строительства; 4 – земли для рыбоводства; 5 – земли лесного фонда; 6 – рисовые поля; 7 – земли специального назначения; 8 – земли неиспользуемые.

Note. The numbers denote the following land use: 1 – land with rivers, streams, canals, springs and special-use water surface; 2 – land for cultivation of annual crops; 3 – residential land; 4 – land for aquaculture; 5 – forests; 6 – paddy land; 7 – special purpose lands; 8 – unused land.

В результате расчетов, проведенных по аналитической иерархической процедуре, получили нормированный вектор относительной важности факторов трансформации при оценке уровня ре-

Таблица 3. Нормированный вектор относительной важности факторов трансформации при оценке ресурсного потенциала земель для разных видов их использования

Table 3. Normalized vector of relative importance of transformation factors in assessing resource potential of a territory for different types of land use

Факторы/Factors	Рисовые поля Paddy land		Земли для выращивания сельскохозяйственных культур Land for cultivation of annual crops		Земли для рыбоводства Land for aquaculture		Земли для жилищного строительства Residential land		Земли специального назначения Special purpose lands	
Тип почвы/Soil type	0,1708		0,1483		0,0192		–		–	
pH <sub>ксл</sub>	0,1708		0,0645		0,1739		–		–	
Гумусность/Humus	0,0808		0,1483		0,0101		–		–	
Степень насыщенности почвы основаниями/Degree of base saturation	0,0643		0,0708		0,2581		–		–	
Емкость катионного обмена СЕС/Cation exchange capacity CEC	0,1708		0,1386		0,0101		–		–	
Содержание растворенных солей в почве/Soil salinity	0,0808		0,0645		0,1014		–		–	
Уровни увлажнения/Waterlogged levels	0,0404		0,0645		0,1034		–		–	
Гранулометрический состав/Granulometric soil structure	0,0808		0,1483		0,0177		–		–	
Система орошения/Irrigation systems	0,0404		0,0645		0,1014		–		–	
Слой глеев/Gleysol	0,0190		0,0176		0,0514		–		–	
Загрязнение почвы/Soil contamination	0,0190		0,0176		0,0514		–		–	
Эффективность экономики/Efficiency of economy	0,0404		0,0320		0,0514		–		–	
Уровень экономического развития коммун/Level of economic development of communes	–		–		–		0,3596		0,2798	
Плотность населения/Population density	0,0109		0,0103		0,0253		0,1729		0,1247	
Транспортное сообщения/Traffic system	0,0109		0,0103		0,0253		0,1729		0,1247	
Инфраструктура населения/Public infrastructure	–		–		–		0,0293		0,2798	
Пригодность земли для выращивания сельскохозяйственных культур Land suitability for cultivation of annual crops	–		–		–		0,0663		0,0477	
Пригодность земли для рисовых полей/Land suitability for paddy land	–		–		–		0,0663		0,0477	
Пригодность земли для рыбоводства/Land suitability for aquaculture	–		–		–		0,0663		0,0477	
Пригодность неиспользуемых земель/Unused land suitability	–		–		–		0,0663		0,0477	
Итого/Total	1		1		1		1		1	

сурсного потенциала земель для разных видов их использования (табл. 3).

Анализ расчетов показал, что наиболее влиятельными при оценке уровня ресурсного потенциала земель рисовых полей являются такие факторы, как тип почвы, кислотность ( $pH_{KCl}$ ), емкость катионного обмена. Факторы плотность населения и транспортное сообщение не оказывают существенного влияния на уровень ресурсного потенциала земель рисовых полей, поскольку в нормированном векторе относительной важности имеют минимальные значения.

Наибольшие значения относительной важности при оценке уровня ресурсного потенциала земель для выращивания других сельскохозяйственных культур имеют факторы: тип почвы, содержание гумуса и гранулометрический состав. Факторы плотность населения и транспортное сообщение не оказывают существенного влияния на уровень ре-

сурсного потенциала полей сельскохозяйственных культур, поэтому в нормированном векторе относительной важности имеют минимальные значения.

Уровень ресурсного потенциала земель для рыбоводства в первую очередь зависит от таких факторов, как: степень насыщенности почвы основаниями, кислотность, уровень увлажнения и содержание растворенных солей в почве. Менее влиятельными при оценке ресурсного потенциала земель для рыбоводства следует считать почвенные факторы: тип почвы, содержание гумуса, гранулометрический состав и емкость катионного обмена.

Для земель жилищного строительства наибольшие значения в нормированном векторе относительной важности имеют факторы: плотность населения, транспортное сообщение, инфраструктура населения. Менее влиятельными при оценке ресурсного потенциала земель этой категории можно считать фактор уровня экономического развития коммун.

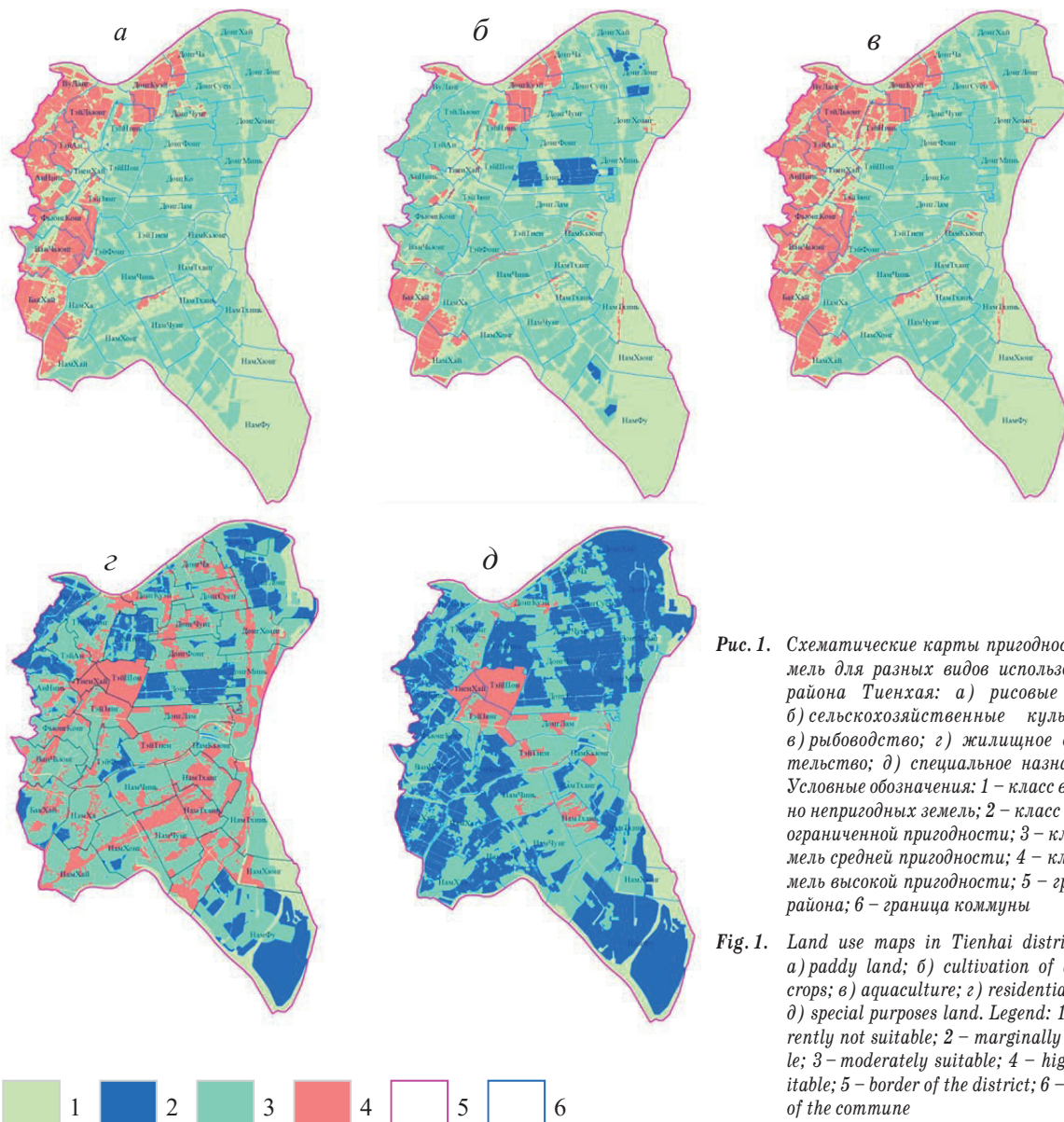


Рис. 1. Схематические карты пригодности земель для разных видов использования района Тьенхая: а) рисовые поля; б) сельскохозяйственные культуры; в) рыбоводство; г) жилищное строительство; д) специальное назначение. Условные обозначения: 1 – класс временно непригодных земель; 2 – класс земель ограниченной пригодности; 3 – класс земель средней пригодности; 4 – класс земель высокой пригодности; 5 – граница района; 6 – граница коммуны

Fig. 1. Land use maps in Tienhai district for: а) paddy land; б) cultivation of annual crops; в) aquaculture; г) residential land; д) special purposes land. Legend: 1 – currently not suitable; 2 – marginally suitable; 3 – moderately suitable; 4 – highly suitable; 5 – border of the district; 6 – border of the commune



Таблица 4. Значения уровня ресурсного потенциала земель района Тиенхая для разных видов использования

Table 4. Values of Tienhai district resource potential level for different types of land use

Виды земельных угодий Types of land use	Баллы уровней пригодности земель/Land use level score							
	Временно непригодные Currently not suitable		Ограниченно пригодные Marginally suitable		Средне пригодные Moderately suitable		Высоко пригодные Highly suitable	
	Площадь, га Area, ha	Доля Part, %	Площадь, га Area, ha	Доля Part, %	Площадь, га Area, ha	Доля Part, %	Площадь, га Area, ha	Доля Part, %
Земли рисовых полей/Paddy land	11493,32	48,93	2,14	0,01	8455,76	36,00	3536,64	15,06
Земли для выращивания сельскохозяйственных культур Land for cultivation of annual crops	11 493,32	48,93	596,02	2,54	9843,72	41,91	1554,8	6,62
Земли для рыбоводства Land for aquaculture	11491,32	48,93	0,00	0,00	7856,14	33,44	4140,4	17,63
Земли для жилищного строительства Residential land	2226,41	9,48	3862,73	16,45	12241,43	52,12	5157,29	21,96
Земли специального назначения Special purpose land	2226,41	9,48	10 290,93	43,81	9646,39	41,07	1324,13	5,64

На уровень ресурсного потенциала земель специального назначения значительное влияние оказывают факторы: плотность населения, уровень экономического развития коммун, транспортное сообщение, инфраструктура поселения. Менее влиятельными при оценке ресурсного потенциала земель специального назначения следует считать факторы сельскохозяйственных и неиспользуемых земель.

По исходным данным и формуле (6) с помощью программ ArcGis и Idrisi Selva рассчитали значения уровней ресурсного потенциала земель Тиенхая для разных видов использования (табл. 4) и разработали карты пригодности их для каждого типа земельных угодий этого региона (рис. 1).

По разработанным нами картам по программам ArcGis и Idrisi Selva рассчитаны площади земель различных видов их использования.

Площадь высокой пригодности земель для рисовых полей занимает 3536,64 га (15,06 %), которые находятся на западе района исследований. Площади временно непригодных и средней пригодности земель являются преобладающими в районе Тиенхая и соответственно составляют 1493,32 га (48,93 %) и 8455,76 га (36,00 %). Площадь ограниченной пригодности земель является незначительной – 2,14 га (0,01 %).

Высокая пригодность земель для выращивания сельскохозяйственных культур занимает площадь 1554,8 га (6,62 %). Эти земли находятся на юго-западной и северной части района исследований. Временно непригодные и средней пригодности земли являются преобладающими в районе Тиенхая и составляют соответственно площадь 11493,32 га (48,93 %) и 9843,72 га (41,91 %). Площадь ограниченной пригодности земель составляет 596,02 га (2,54 %).

Временно непригодные и средней пригодности земли для рыбоводства занимают соответственно площадь 11 493,32 га (48,93 %) и 7856,14 га (33,44 %). Земли высокой пригодности располагаются на западе района исследований и занимают площадь 4140,4 га (17,63 %).

Земли высокой пригодности для жилищного строительства занимают площадь 5157,29 га (21,96 %) и встречаются во всех сельскохозяйственных коммунах района Тиенхая. В регионе

преобладают земли средней пригодности, которые занимают площадь 12 241,43 га (52,12 %). Временно непригодные и ограниченной пригодности земли занимают соответственно 2226,41 га (9,48 %) и 3862,73 га (16,45 %).

В центре района исследований располагаются земли высокой пригодности для специального назначения, которые занимают площадь 1324,13 га (5,64 %). В районе исследований преобладают земли ограниченной и средней пригодности, которые занимают соответственно площадь 10 290,93 га, (43,81 %) и 9646,39 га (41,07 %). Временно непригодные земли занимают оставшуюся часть района – 2 226,41 га, (9,48 %).

Используя матрицу структуру земельных угодий в 2015 г. и карты пригодности земель для каждого типа земельных угодий в районе Тиенхая нами составлен прогноз трансформации земельных ресурсов на 10 лет. Для прогноза использован «модуль CA\_Markov», представленный в ГИС-технологии Idrisi Selva [28]. Заметим также, что параметры «модуля CA\_Markov» задавались по умолчанию, а размер анализируемой окрестности КА был аналогичен размеру 5×5 [29]. По построенной модели к 2025 г. будут следующие структуры земельных угодий (рис. 2, табл. 5).

Площадь земель для выращивания сельскохозяйственных культур в 2015 г. занимала 870,91 га (3,7 %), а к 2025 г. они составят 620,19 га (2,64 %), то есть произойдет уменьшение площади на 250,72 га (28,79 %). В то же время земли специального назначения в 2015 г. составляли 579,1 га (2,5 %), а к 2025 г. увеличатся до 1889,19 га (8,04 %), то есть произойдет увеличение площади данного типа земельного угодья на 1310,09 га (226,23 %). Рисовые поля в 2015 г. составляли 11 859,40 га (50,5 %), а к 2025 г. займут площадь 10 079,96 га (42,92 %), что свидетельствует об уменьшении площади на 1779,44 га (15,00 %). Земли для жилищного строительства в 2015 г. занимали площадь 4468,25 га (19,00 %), а к 2025 г. – 4486,18 (19,10 %), что свидетельствует об увеличении площади на 17,93 га (0,40 %). Земли лесного, водного фондов и для рыбоводства в 2015 г. составляли соответственно 875,22 га

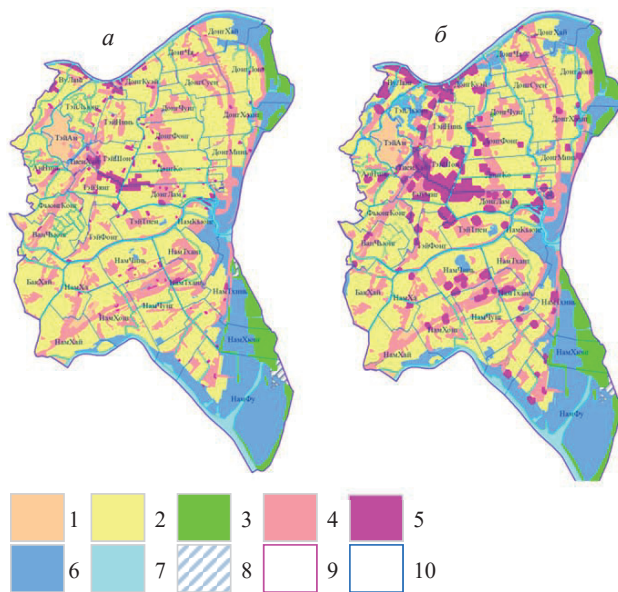


Рис. 2. Карты структуры земельных угодий в Тиенхэ в 2015 г. (а) и прогноза их структуры к 2025 г. (б). Условные обозначения: 1 – земли для выращивания сельскохозяйственных культур; 2 – рисовые поля; 3 – земли лесного фонда; 4 – земли для жилищного строительства; 5 – земли специального назначения; 6 – земли для рыбоводства; 7 – земли водного фонда; 8 – неиспользуемые земли; 9 – граница района; 10 – граница коммуны

Fig. 2. Maps of land structure in Tienhai in 2015 (a) and forecast of their structure by 2025 (b). Legend: 1 – land for cultivation of annual crops; 2 – paddy land; 3 – forests; 4 – residential land; 5 – special purpose land; 6 – land for aquaculture; 7 – land with rivers, streams, canals, springs and special-use water surface; 8 – unused land; 9 – border of the district; 10 – border of the commune

Таблица 5. Динамика трансформации земельного фонда Тиенхэ по категориям земель к 2025 г.

Table 5. Dynamics of transformation of the Tienhai land fund by land category by 2025

Виды земельных угодий Type of land use	2015 г.		2025 г.	
	га	%	га	%
Земли для выращивания сельскохозяйственных культур Land for cultivation of annual crops	870,91	3,7	620,19	2,64
Земли неиспользуемые Unused land	87,56	0,4	67,00	0,29
Земли специального назначения Special purpose land	579,10	2,5	1889,19	8,04
Земли рисовых полей Paddy land	11859,40	50,5	10079,96	42,92
Земли для жилищного строительства Residential land	4468,25	19,00	4486,18	19,10
Земли лесного фонда Land for forests	875,22	3,7	1077,69	4,59
Земли водного фонда Land with rivers, streams, canals, springs and special-use water surface	1275,73	5,4	1357,42	5,78
Земли для рыбоводства Land for aquaculture	3471,69	14,8	3910,23	16,65
Итого	23 487,86	100,00	23 487,86	100,00

(3,7 %), 1275,73 (5,4 %) и 3471,69 га (14,8 %). Через 10 лет земли этих категорий займут площадь соответственно 1077,69 га (4,59 %), 1357,42 га (5,78 %) и 3910,23 га (16,65 %). По прогнозу можно сказать, что их площадь увеличится соответственно на 202,47 га (23,13 %), 81,69 га (6,40 %) и 438,54 га (12,63 %). Неиспользуемые земли в

2015 г. занимали площадь 87,56 га (0,40 %), а к 2025 г. по данным прогнозной карты составит 67,0 га (0,29 %), то есть площадь земель этой категории уменьшится на 20,56 га (23,48 %).

### Заключение

Результаты исследований земельных ресурсов в районе Тиенхэ Вьетнама позволили выявить виды угодий и землепользований, оценить их ресурсный потенциал. Выявлены основные тенденции трансформации земель по прогнозу с 2015 по 2025 гг. Установлено уменьшение площади земель для выращивания сельскохозяйственных культур (28,79 %), рисовых полей на (15,00 %) и неиспользуемые земли на (23,48 %). Уменьшение площади этих видов земельных угодий объясняется тем, что они имеют ограниченную пригодность и низкую экономическую эффективность, что привело к переводу их в другие категории. Площади земель лесного, водного фонда, рыбоводства, жилищного строительства и специального назначения увеличились соответственно на 23,13; 6,40; 12,63; 0,40 и 226,23 %. Увеличение площади этих видов земельных угодий объясняется строительством горных предприятий и жилья для работников на землях сельскохозяйственных культур, рисовых полей и неиспользуемых ранее территориях. Кроме того, территория Тиенхэ представляет прибрежную равнину, поэтому земли обладают высоким потенциалом для развития рыбоводства, выращивания мангровых лесов и расширения водных ресурсов, поэтому площадь этих видов земельных угодий значительно увеличилась.

Таким образом, при оценке трансформации землепользований в районе Тиенхья подтвердились данные, полученные на модельных изображениях [30]. Полученные данные показали основные тенденции трансформации землепользований на изучаемой территории. По уровню пригодности земель, вероятностной информации об изменениях земельных угодий,

текущего состояния земель и наличия специальной программы ГИС-технологии можно прогнозировать тенденцию трансформации земель на перспективу. Прогнозные данные о земельных угодьях можно использовать для планирования хозяйственных мероприятий и грамотного управления земельными ресурсами социалистической республики Вьетнам.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ковязин В.Ф., Нгуен Т.С., Романчиков А.Ю. Трансформация землепользования в зоне бокситового рудника танрай республики Вьетнам // Известия ТулГУ. Науки о Земле. – 2017. – Вып. 4. – С. 28–39.
2. Ковязин В.Ф., Нгуен Т.С., Боголюбова А.А. Трансформация землепользований на Севере и юге Вьетнама // Вестник Московского государственного областного университета. Серия: Естественные науки. – 2017. – № 4. – С. 95–110.
3. Pham T.T.H. Applying a Systematic Review to Land Use Land Cover Change in Northern Upland Vietnam: the Missing Case of the Borderlands // Geogr. Res. – 2015. – Т. 53 (4). – P. 419–435.
4. Rawat J.S. Monitoring land use/cover change using remote sensing and geographic information systems techniques: a case study of Hawalbagh block, district Almora, Uttarakhand, India // Egypt. J. Remote Sens. Sp. Sci. – 2015. – V. 18. – № 1. – P. 77–84.
5. A Framework for land evaluation. Table of contents // Soil Bulletin 32. Soil resources development and conservation service land and water development division FAO. And agriculture organization of the united nations. Rome, 1976. – 66 p. URL: <https://www.mpl.ird.fr/crea/taller-colombia/FAO/AGLL/pdfdocs/framele.pdf> (дата обращения 10.02.2019).
6. Ковязин В.Ф., Нгуен Т.С., Демидова П.М. Влияние изменений законодательства Вьетнама на мониторинг и пользование земельными ресурсами // Астраханский вестник экологического образования. – 2018. – № 2. – С. 89–94.
7. Luong D.T. Soil characteristics and limited factors of arable land in Northwest Vietnam // Vietnam Academy of Agriculture Sciences. Hanoi. – 2016. – № 2. – P. 1031–1042.
8. Tran V.T. Input of Climate Change on Coastal Ecosystems in Thai Binh Province and Response Capacity // VNU Science Journal. – 2016. – V. 32. – P. 392–399.
9. Ministry of Agriculture and Rural Development of the socialist republic of Vietnam. National Standard 8409: 2010. Process of evaluating agricultural production land to establish district-level land use planning. – Vietnam, 2010. – 14 p.
10. Le Q.T. Identification of criteria for sub-quantitative land evaluation in two different ecosystem zones // Scientific journal of Cantho University. – 2010. – V. 15b. – P. 114–124.
11. Ministry of Agriculture and Rural Development of the socialist republic of Vietnam. Answer – Criteria for evaluating agricultural land for land use planning at district level. – Hanoi, 2010. – 63 p.
12. Provincial Department of Natural Resources and Environment Thai Binh. Report on the current state of land use in the province of Thai Binh in 2014. – Thai Binh, 2015. – 35 p.
13. Thai Binh statistical yearbook 2016. – Thai Binh: Thai Binh statistic office, 2017. – 428 p.
14. Tran A.T. Application of Markov and Cellular Automata models in the study of land surface change forecast // VNU University of Science. – Hanoi, 2011. – 70 p.
15. Nguyen T.H.T. Socio-economic effects of agricultural land conversion for urban development: Case study of Hanoi, Vietnam // Land use policy. – 2016. – V. 54. – P. 583–592.
16. Nguyen V.S. Agricultural land conversion and its effects on farmers in contemporary Vietnam // Focaal. – 2009. – Iss. 54. – P. 106–113.
17. Dang H.V. The tragedy of land transfer. URL: <http://vietnamnet.vn/vn/thoi-su/bi-kich-trong-chuyen-dich-dat-dai-41372.html> (дата обращения 01.02.2019).
18. Le Q.T. Assessment of land. – Cantho: Cantho University Publ., 1997. – 80 p.
19. Can T.V., Nguyen T.S. Selection Method for Calculating Weights to Determine Flood vulnerability index in Vu Gia-Thu Bon basin // VNU Science Journal. – 2015. – V. 31. – № 1S. – P. 93–102.
20. Saaty Th.L. Decision making with the analytic hierarchy process // Int. J. Services Sciences. – 2008. – V. 1. – P. 83–98.
21. Замятин Н.Г., Марков А.В. Подход к моделированию изменений земной поверхности с использованием клеточных автоматов // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т. 308. – № 6. – С. 164–169.
22. Ковязин В.Ф., Нгуен Т.С., Романчиков А.Ю. Использование цепи Маркова для прогнозирования состояния землепользования в будущем в коммуне КуангЧюк провинции Дакнонг Вьетнама // Сборник трудов. – Симферополь: ПОЛИПРИНТ, 2018. – С. 321–324.
23. Теория случайных процессов. Ч. 2. Марковские процессы. – Томск. Томский политехнический университет, 2014. – 58 с.
24. Alireza Ildoromi, Mahtab Safari Shad. Land Use Change Prediction using a Hybrid (CA-Markov) Model // ECOPERSIA. – 2017. – V. 5 (1). – P. 1631–1640.
25. Лурье И.К. Основы геоинформатики и создание ГИС. – М.: ИНЭК-92, 2002. – 140 с.
26. Guindon B., Zhang Y., Dillabaugh C. Landsat Urban Mapping Based on a Combined Spectral-Spatial Methodology // Remote Sensing of Environment. – Canada. 2004. – V. 92. – № 2. – P. 218–232.
27. Getting Started With ArcGIS. Available at: [http://downloads.esri.com/support/documentation/ao\\_/1003Getting\\_Started\\_with\\_ArcGIS.pdf](http://downloads.esri.com/support/documentation/ao_/1003Getting_Started_with_ArcGIS.pdf) (accessed 2 February 2019). Интернет-ресурс.
28. Predicting Urban Land Use Changes Using a CA-Markov Model / J. Nouri, A. Gharagozlou, R. Arjmandi, Sh. Faryadi, Adl. Mahsa // Arabian Journal for Science and Engineering. 2014. URL: [https://www.researchgate.net/publication/271913588\\_Predicting\\_Urban\\_Land\\_Use\\_Changes\\_Using\\_a\\_CA-Markov\\_Model](https://www.researchgate.net/publication/271913588_Predicting_Urban_Land_Use_Changes_Using_a_CA-Markov_Model) (дата обращения 02.02.2019).
29. Eastman J.R. IDRISI Selva Tutorial. – USA: IDRISI Production, Clark University, 2012. – 354 p.
30. Gillespie, J. Vietnam: will property rights solve land disputes. Available at: <http://www.eastasiaforum.org/2012/05/22/vietnam-will-property-rights-solve-land-disputes/> (дата обращения 02.02.2019).

Поступила 12.02.2019 г.

#### Информация об авторах

**Ковязин В.Ф.**, доктор биологических наук, профессор кафедры инженерной геодезии Санкт-Петербургского горного университета.

**Нгуен Тхи Суан**, аспирантка кафедры инженерной геодезии Санкт-Петербургского горного университета.

UDC 332.334

## DEVELOPMENT OF PREDICTIVE MODELS OF LAND USE CHANGE IN VIETNAM

Vasily F. Kovyazin<sup>1</sup>,  
vfkedr@mail.ru

Thi Xuan Nguyen<sup>1</sup>,  
ntxuandc81@gmail.com

<sup>1</sup> Saint-Petersburg Mining university,  
2, 21<sup>st</sup> Line, Vasilievsky Island, St. Petersburg, 199106, Russia.

**The relevance.** Vietnam is an agricultural country, but at present its development is following the path of industrialization, and the government remained concerned about the quantity and quality of agricultural land. Therefore, assessing the resource potential of different land uses and forecasting land-use trends in Vietnam play a key role in the country's land management. The resource potential of lands was studied for the administrative area of Tienhai district, which is a coastal region of the country, where the agricultural sector of the economy prevails and many types of land use are typical.

**The main aim** of the research is to assess land suitability for different types of land use for predicting the trend of their use in the future.

**Object** of the researches is the state land of Tienhai district in the Socialist Republic of Vietnam.

**Methods:** methods of empirical level: description, observation, measurement, comparison, questioning, generalization and modeling. To identify the dynamics of land plots of different categories the authors have used the method of satellite images, and for their processing – GIS-technology. FAO (food and agriculture organization of the United Nations) and peer review methods were applied to assess land suitability for different land uses. The value of land transformation coefficients for different types of land use is calculated by the method of analytical hierarchical Saaty procedure. Markov chains and modern computer programs and technologies were used to develop a predictive model of land use transformation in Vietnam.

**Results.** Based on the interpretation of satellite images of the territory and GIS technologies the authors plotted the matrix of land transformation probability in Tienhai from 2005 to 2015. The normalized vector of relative importance of the transformation factors when assessing resource potentials of the territory for different types of land use according to the method of analytical hierarchy Saaty procedure was formed with the help of experts. The authors designed the schematic maps of land suitability for different types of land and predicted the areas of land use within the studied region in 10 years.

**Key words:**

Land use, transformation matrix, predictive model, Markov chain, land suitability.

## REFERENCES

- Kovyazin V.F., Nguyen T.S., Romanchikov A.Yu. Land use transformation in the Tanrai region, Vietnam. *Proceedings of the TSU. Earth Sciences*, 2017, Iss. 4, pp. 28–39. In Rus.
- Kovyazin V.F., Nguyen T.S., Bogolyubova A.A. Land use transformation in the north and the south of Vietnam. *Bulletin of the Moscow Region State University. Series: Natural Sciences*, 2017, no. 4, pp. 95–110. In Rus.
- Pham T.T.H. Applying a Systematic Review to Land Use Land Cover Change in Northern Upland Vietnam: the Missing Case of the Borderlands. *Geogr. Res.*, 2015, vol. 53 (4), pp. 419–435.
- Rawat J.S. Monitoring land use/cover change using remote sensing and geographic information systems techniques: a case study of Hawalbagh block, district Almora, Uttarakhand, India. *Egypt. J. Remote Sens. Sp. Sci.*, 2015, vol. 18, no. 1, pp. 77–84.
- A Framework for land evaluation. Table of contents. *Soil Bulletin 32. Soil resources development and conservation service land and water development division FAO. And agriculture organization of the united nations*. Rome, 1976. 66 p. Available at: <https://www.mpl.ird.fr/crea/taller-colombia/FAO/AGLL/pdfdocs/framele.pdf> (accessed 10 February 2019).
- Kovyazin V.F., Nguyen T.S., Demidova P.M. The impact of changes in the legislation of Vietnam on monitoring and using of land resources. *Astrakhan Bulletin for Environmental Education*, 2018, no. 2, pp. 89–94. In Rus.
- Luong D.T. Soil characteristics and limited factors of arable land in Northwest Vietnam. *Vietnam Academy of Agriculture Sciences. Hanoi*. 2016, no. 2, pp. 1031–1042.
- Tran V.T. Input of Climate Change on Coastal Ecosystems in Thai Binh Province and Response Capacity. *VNU Science Journal*, Hanoi, 2016, vol. 32, pp. 392–399.
- Ministry of Agriculture and Rural Development of the socialist republic of Vietnam. *National Standard 8409: 2010. Process of evaluating agricultural production land to establish district-level land use planning*. Vietnam, 2010. 14 p.
- Le Q.T. Identification of criterions for sub-quantitative land evaluation in two different ecosystem zones. *Scientific journal of Cantho University*, 2010, vol. 15b, pp. 114–124.
- Ministry of Agriculture and Rural Development of the socialist republic of Vietnam. *Answer. Criteria for evaluating agricultural land for land use planning at district level*. Hanoi, 2010. 63 p.
- Provincial Department of Natural Resources and Environment Thai Binh. Report on the current state of land use in the province of Thai Binh in 2014. Thai Binh, 2015. 35 p.
- Thai Binh statistical yearbook 2016. Thai Binh, Thai Binh statistic office, 2017. 428 p.
- Tran A.T. Application of Markov and Cellular Automata models in the study of land surface change forecast. VNU University of Science. Hanoi, 2011. 70 p.
- Nguyen T.H.T. Socio-economic effects of agricultural land conversion for urban development: Case study of Hanoi, Vietnam. *Land use policy*, 2016, vol. 54, pp. 583–592.
- Nguyen V.S. Agricultural land conversion and its effects on farmers in contemporary Vietnam. *Focaal*, 2009, Iss. 54, pp. 106–113.
- Dang H.V. *The tragedy of land transfer*. Available at: <http://vietnamnet.vn/vn/thoi-su/bi-kich-trong-chuyen-dich-dat-dai>

- 41372.html (accessed 1 February 2019).
18. Le Q.T. *Assessment of land*. Cantho, CanTho University Publ., 1997. 80 p.
  19. Can T.V., Nguyen T.S. Selection Method for Calculating Weights to Determine Flood Vulnerability Index in VuGia-ThuBon basin. *VNU Science Journal*, 2015, vol. 31, no. 1S, pp. 93–102.
  20. Saaty Th.L. Saaty Th.L. Decision making with the analytic hierarchy process. *Int. J. Services Sciences*, 2008, vol. 1, pp. 83–98.
  21. Zamyatin N.G., Markov A.V. Approach to modeling changes in the earth's surface using cellular automata. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2005, vol. 308, no. 6, pp. 164–169.
  22. Kovyazin V.F., Nguyen T.S., Romanchikov A.Yu. Ispolzovaniya tsepi Markova dlya prognozirovaniya sostoyaniya zemlepolzovaniya v budushchem v kommune KuangChyuk provintsii Daknong Vyetnama [The use of the Markov chain to predict the state of land use in the future in the Quangtruc commune, Daknong Province, Vietnam]. *Sbornik trudov*. Simferopol, POLIPRINT Publ., 2018. pp. 321–324.
  23. *Teoriya sluchaynykh protsessov. Ch. 2. Markovskie protsessy* [Theory of random processes. P. 2. Markov processes]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ. house, 2014. 58 p.
  24. Alireza Ildoromi, Mahtab Safari Shad. Land Use Change Prediction using a Hybrid (CA-Markov) Model. *ECOPERSIA*. 2017, vol. 5 (1), pp. 1631–1640.
  25. Lurye I.K. *Osnovy geoinformatiki i sozdaniye GIS* [Basics of geoinformatics and the creation of GIS]. Moscow, INEKS, 2002. 140 p.
  26. Guindon B., Zhang Y., Dillabaugh C. Landsat Urban Mapping Based on a Combined Spectral-Spatial Methodology. *Remote Sensing of Environment*. Canada, 2004, vol. 92, no. 2, pp. 218–232.
  27. *Getting Started with ArcGIS*. Available at: [http://downloads.esri.com/support/documentation/ao\\_/1003Getting\\_Started\\_with\\_ArcGIS.pdf](http://downloads.esri.com/support/documentation/ao_/1003Getting_Started_with_ArcGIS.pdf) (accessed 2 February 2019).
  28. Nouri J., Gharagozlou A., Arjmandi R., Faryadi Sh., Mahsa Adl. Predicting Urban Land Use Changes Using a CA-Markov Model. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2014. Available at: [https://www.researchgate.net/publication/271913588\\_Predicting\\_Urban\\_Land\\_Use\\_Changes\\_Using\\_a\\_CA-Markov\\_Model](https://www.researchgate.net/publication/271913588_Predicting_Urban_Land_Use_Changes_Using_a_CA-Markov_Model) (accessed 2 February 2019).
  29. Eastman J.R. *IDRISI Selva Tutorial*. USA, IDRISI Production, Clark University, 2012. 354 p.
  30. Gillespie J. *Vietnam: will property rights solve land disputes*. Available at: <http://www.eastasiaforum.org/2012/05/22/vietnam-will-property-rights-solve-land-disputes/> (accessed 2 February 2019).

Received: 12 February 2019.

#### Information about the authors

**Vasily F. Kovyazin**, Dr. Sc., professor, Saint-Petersburg Mining university.

**Thi Xuan Nguyen**, postgraduate, Saint-Petersburg Mining university.

УДК 551

## ИНФОРМАТИВНОСТЬ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ АТРИБУТОВ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Орехов Александр Николаевич<sup>1</sup>,  
orekhovan@mail.tomsknet.ru

Аmani Мангуа Марк Марсьяль<sup>1</sup>,  
mangouam@yahoo.fr

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 635050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

В последние годы, в связи с истощением традиционных коллекторов углеводородов, значительно возрос интерес к коллекторам, проницаемость которых обусловлена главным образом степенью их трещиноватости. Перспективы картирования зон трещиноватости связывают с сейсморазведкой. По существу, она является единственным наземным геофизическим методом, который позволяет получить детальное трехмерное изображение геологической среды. Однако возможности сейсморазведки ограничены ее разрешающей способностью и строением интервалов коллекторов. Исходя из результатов выполненного нами ранее сравнительного анализа новейших методов и технологических приемов изучения трещинно-кавернозных коллекторов, были протестированы основные методы анализа сейсмических данных в той последовательности, в которой они излагаются в обзорах. Они ранжированы по широте использования и доказанной эффективности. По убывающей эффективности, методы изучения трещиноватости располагаются следующим образом: 1. Азимутальный анализ анизотропии с получением эффективной модели азимутальной анизотропии; 2. Анализ геометрических атрибутов; 3. Специальные технологии миграционных преобразований (дуплексная миграция и др.); 4. Выделение из сейсмической записи поля рассеянных волн. Так как проведенная на участке работ сейсморазведка является стандартной (не широкоазимутальной, не мультиазимутальной, не многоволновой), то для исследования трещиноватости из списка вышеперечисленных методов нам были доступны только приемы анализа геометрических атрибутов. Необходимо отметить, что в этом случае прогноз трещиноватости мог быть ограничен выделением зон трещиноватости (качественный анализ).

**Цель:** изучение возможностей атрибутного анализа сейсмических данных для прогноза выделения тектонических нарушения и зон повышения трещин.

**Объекты:** породы со сложным строением пустотного пространства интенсивной кавернозности и трещиноватости, за счет которых образовались тектонические дислокации в осадочном чехле.

**Методология.** Был рассчитан ряд объемных сейсмических атрибутов, таких как атрибуты когерентности (дисперсии) и кривизны (и ее разные варианты), хаоса. Полученные результаты были визуализированы в программном интерфейсе Petrel® компании Schlumberger с помощью имеющихся 3D МОГТ сейсмических данных для исследования потенциальных структурных и стратиграфических контролей и выделения зон с интенсивностью развития трещин в пределах исследуемой области. Аналогичным образом для горизонтов были рассчитаны поверхностные атрибуты с целью создания карт атрибутов и получения полного понимания строения целевых объектов и признаков для выделения зон интенсивного развития трещин.

**Результаты.** Проведен анализ геометрических атрибутов для выделения зон повышения трещин, также была рассмотрена калибровка сейсмических атрибутов по данным скважин (керн).

### Ключевые слова:

Коллекторы каверно-порового типа, трещинный тип, трещинно-порово-каверновый тип, сейсмические атрибуты, геометрические атрибуты, когерентность, кривизна, хаос, Ant-Tracking.

### Введение

Существует несколько основных вариантов применения сейсмических атрибутов для решения геологических задач. В настоящее время они используются:

- 1) для прослеживания тектонических нарушений, корреляции сейсмических горизонтов и др., то есть классических задач сейсморазведки;
- 2) площадной интерполяции и экстраполяции ФЕС (фильтрационно-ёмкостных свойств) пород по сейсмическим данным при редкой сети скважин, а значит и скважинных наблюдений. Для прогноза ФЕС используются методики на основе применения нейронных сетей и геостатистики (в том числе многомерной);

- 3) определения закономерностей и характера изменения фильтрационно-ёмкостных свойств и литологии изучаемых разрезов на основе восстановления истории развития резервуара (как диагенетической, так и аккумулятивной и тектонической);
- 4) прогнозирования нефтегазоносности на поисковом этапе [1–4].

*Классификация сейсмических атрибутов. Физический смысл и геологическое применение.* Многие авторы занимались классификацией сейсмических атрибутов. Например, М. Танер представил всеобъемлющую классификацию атрибутов, разделив их на две категории: геометрическую и физическую, в зависимости от их отношения к геологии. Геометрические атрибуты обладают способно-

стью улучшать видимость геометрических характеристик сейсмических событий и чувствительны к латеральным изменениям свойства пласта, азимута, непрерывности, подобия, кривизны и энергии. Они используются для выявления тектонических нарушений или структурной и стратиграфической интерпретации [5, 6]. Однако физические атрибуты усиливают физические параметры поверхности, относящиеся к литологии и стратиграфии для литологической классификации и характеристики пласта. Они включают амплитуду, фазу и частоту сейсмических событий.

*Геометрические атрибуты* преимущественно направлены на анализ геометрии сейсмического горизонта, что является прямым признаком наличия трещиноватости. К геометрическим атрибутам относится большая часть всех применяющихся на практике методов. Среди геометрических атрибутов, перспективных на обнаружение латеральных неоднородностей, таких как зоны выклинивания, погребенные русла, разрывные нарушения, зоны повышенной трещиноватости в первую очередь следует назвать: когерентность, кривизна и хаос.

Геометрические атрибуты считаются информативными для выявления трещиноватых зон различного генезиса (как трещин скола, так и трещин отрыва). Они реагируют именно на повышение трещиноватости среды вне зависимости от природы её возникновения.

*Краткая сейсмогеологическая характеристика.* Изучаемое месторождение территориально находится в Александровском районе Томской области. Территория месторождения по географическому положению расположена в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности и представляет собой плоскую заболоченную, террасированную аккумулятивную равнину, современные формы рельефа на которой образовались в результате экзогенных процессов (и проявления новейших тектонических эпигенетических движений).

В геологическом строении района работ принимают участие образования палеозойского складчатого фундамента и осадочные отложения мезо-кайнозойского платформенного чехла.

Согласно «Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты» (В.С. Сурков, О.Г. Жеро, 1981 г.), район исследования расположен в зоне сочленения северо-западных частей Назино-Сенькинского антиклинория и Айгольского синклинория. Ядро антиклинория сложено интенсивно дислоцированными, метаморфизованными, предположительно салаирскими и каледонскими складчатыми комплексами. Осложняющие его синклинории представлены средне-верхнедевонскими карбонатно-терригенными толщами. С северо-запада Назино-Сенькинский антиклинорий и Айгольский синклинорий ограничены Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтом; на юго-востоке их сечет Усть-Тымский грабен-рифт. Поверхность фундамента покрыта сетью оперяющих грабен-

рифтов, протягивающихся с юго-запада на северо-восток. Современные исследователи считают, что в строении грабен-рифтов принимают участие два структурно-формационных комплекса: собственно рифтовый, представленный интрузивными базитовыми образованиями, и грабенный, сложенный преимущественно вулканогенно-осадочными породами. Для структурного плана мезозойско-кайнозойского чехла свойственна высокая степень унаследованности от рельефа эрозионно-тектонической поверхности фундамента. В соответствии с «Тектонической картой юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области» (ред. А.Э. Конторович, 2001 г.) район отчетных исследований находится на западном склоне Александровского свода – структуры I порядка.

В нефтегазоносном отношении территория исследований относится к Александровскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области. Нефтегазоперспективность района связана с породами широкого стратиграфического диапазона, включающего в себя: верхнюю часть палеозойского фундамента и зону контакта отложений осадочного чехла с доюрскими образованиями (НГГЭК), нижнесреднеюрские отложения тюменской свиты, верхнеюрские отложения васюганской свиты, меловые отложения.

*Когерентность* – это атрибут, который позволяет выделить несоответствие сигнала по латерали и указывает на неоднородности сейсмического поля, обусловленные влиянием зон разломов, трещин и разрывных нарушений. Понятие регулярности волны и когерентности в некоторых источниках тесно связано. Определим понятие низкой когерентности как нарушение условия регулярности волны, т. е. когда форма (частота, коэффициент затухания или фаза) волны «быстро» меняется в пространстве.

Авторы представили «куб когерентности», сейсмический атрибут для отображения несоответствий в сейсмических трассах [7]. Они отметили, что поверхности разломов четко разделяются с соседними данными как визуально, так и численно, позволяя автоматическое пикирование с существующим автоматическим прослеживанием горизонтов. Данный атрибут начали использовать для предсказания разрывных нарушений и зон трещиноватости с тех пор, как продемонстрирована корреляция значений когерентности с разрывными нарушениями. Также авторы показали методику извлечения разломов из сейсмического куба, выполнив определение линейных особенностей по поперечным срезам куба когерентности [8].

Результаты анализа атрибута, приведённого на рис. 1, показывают, что наблюдается высокая дифференциация атрибута в продуктивном интервале трещиноватых пород. Хорошо выделяются линейные зоны повышенных значений атрибута, пространственно совпадающие с тектоническими нарушениями. Следовательно, повышенные значе-

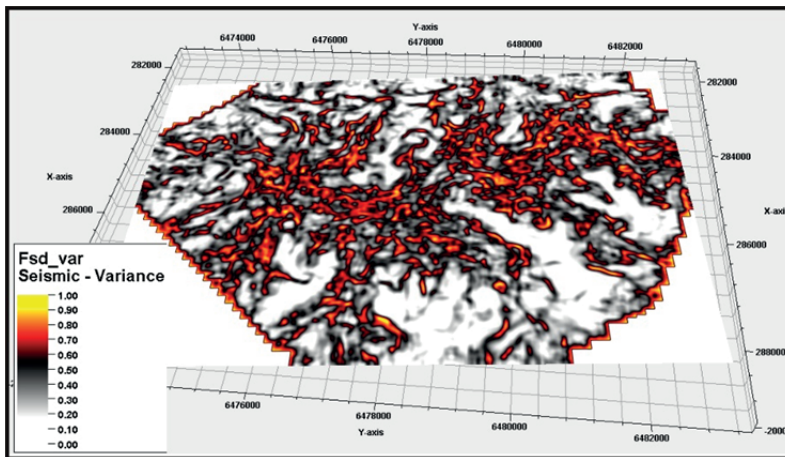


Рис. 1. Горизонтальный срез куба когерентности по горизонту Ю<sub>1</sub>, юрский интервал

Fig. 1. Slice of the coherency (Variance) cube along the horizon U<sub>1</sub>, Jurassic interval

ния когерентности могут быть признаком трещиноватых зон.

Объемная кривизна является мерой структурной деформации. Она анализирует форму сейсмического горизонта и показывает, насколько он изогнут в некоторой точке. Атрибуты кривизны начали активно использоваться для предсказания малоамплитудных разрывных нарушений и зон трещиноватости с тех пор, как была продемонстрирована корреляция значений кривизны с разрывными нарушениями [9]. Поскольку объемная кривизна пластов фокусируется на изменениях скорее формы, чем амплитуд, она меньше подвержена влиянию изменений поля сейсмической амплитуды, обусловленного изменчивостью флюида и литологии, и, в большей степени, фокусируется на изменчивости, обусловленной нарушениями и складчатостью. По мнению авторов работы [10], кривизна – хорошая мера палеодеформаций, приводящих к растрескиванию пород. Данный атрибут позволяет не только картировать трещиноватые зоны, но и судить о плотности трещин. Связь кривизны с плотностью трещин базируется на следующих трех предположениях: порода хрупкая и поэтому подвержена трещинообразованию; рост кривизны предполагает рост напряжения; рост напряжения предполагает рост плотности трещин. Разработка основ вычисления кривизны по сейсмическим данным выполнена в работе [11]. Методика предполагает вычисление искоемых параметров только вдоль отражающих горизонтов. Несмотря на ряд практических положительных примеров использования так называемой погоризонтной кривизны, она содержит ряд недостатков [11]. Многими авторами [6, 11] было показано, что различные меры кривизны (кривизна азимут, средняя кривизна, максимальная кривизна  $K_{max}$ , минимальная кривизна  $K_{min}$ , Гауссова кривизна и т. д.) имеют высокую корреляцию с разрывными нарушениями, но информативными для картирования

тектонической нарушенности являются наибольшая положительная и отрицательная кривизны.

Хаос («Chaos») – это гибридный атрибут [12], который используется для обнаружения хаотических зон пласта среди организованных событий. Хаотические зоны определяются как районы с высоким поперечным слоем непрерывности и с произвольными переменными тектоническими нарушениями. Зоны изменчивости атрибута скорее всего отражают зоны дробления, с которыми могут быть связаны трещиноватые коллектора.

Атрибут отображает «хаотичность» локального сейсмического сигнала. Эта хаотичность означает, насколько последовательна оценка направления, основанная на методе главных компонент. При этом зоны с недостаточной последовательностью в оценке соответствуют зонам с хаотичным сигналом волн. Таким образом, этот атрибут является подходящим для выявления хаотичной структуры среды.

Области с недостаточной последовательностью соответствуют зонам с хаотичным сигналом волн и могут быть связаны с геологическими особенностями; например, разломы/неоднородности, каналы и т. д. Важными особенностями атрибута «Chaos» является направление и амплитудная неизменность. Таким образом, на выходе будет одинаковый результат как при больших, так и при малых значениях амплитуд.

Комплексирование геометрических атрибутов. Применение одного сейсмического атрибута может привести к недостаточно достоверным результатам. Поэтому оптимальным можно считать комплексирование нескольких атрибутов для повышения достоверности и детальности оценки зон с интенсивностью развития трещин.

Наиболее положительная кривизна ( $K_+$ ) и наибольшая отрицательная кривизна ( $K_-$ ) отображают почти все напряжения, содержащиеся на поверхности и связанные с разломами, имеющими



полигональный вид. Величина напряжения также сохраняется, что позволяет лучше распознавать зоны развития трещин и их направления. Однако информация о форме не сохраняется с этим атрибутом.

На рис. 2 показан горизонтальный срез кубов наибольшей положительной кривизны ( $K_+$ ) и когерентности по горизонту Ю<sub>1</sub>. Можно обратить внимание на корреляцию наибольшей отрицательной кривизны и аномалий высокой когерентности с зоны повышения трещиноватости. Разломы и зоны повышенной трещиноватости по этим атрибутам хорошо согласуются с поведением вышеназванных атрибутов. Также можно обратить внимание на то, что особенности атрибута «когерентность» позволяют значительно более уверенно выделять зоны с повышенной трещиноватостью.

С целью получения дополнительной информации также, совместно с когерентностью, был рассчитан  $K_{min}$  и  $K_{max}$  (максимальная кривизна, минимальная кривизна).

**Максимальная кривизна** складывается из бесконечного числа нормальных кривизн, проходящих через определенную точку на поверхности. Существует одна кривая, определяющая наибольшую абсолютную кривизну.

**Минимальная кривизна** – кривая, перпендикулярная максимальной кривизне. Визуально этот атрибут может казаться «зашумлённым», но иногда он может быть диагностическим при определении областей разломов и используется для вычисления других атрибутов кривизны.

На рис. 3 приведены результаты сопоставления горизонтальных срезов кубов кривизны и хаоса. Очевидно, что существует сильная корреляция аномалий повышенных значений хаоса с зоной повышения трещиноватости.

Приведённые выше материалы показывают, что именно гибридный атрибут «Chaos» является наиболее информативным для выделения зон повышенной трещиноватости.

Аномально высокие пластовые давления (АВПД) широко распространены на месторождениях углеводородов с трещинно-кавернозными коллекторами. Наличие АВПД увеличивает естественную энергетiku пластов, улучшает их коллекторские свойства. С другой стороны, неучет АВПД может привести к аварийным ситуациям при бурении [13–15]. Для снижения геологического риска при бурении нами была также рассчитана кривизна (Curvature dip) в направлении максимального падения. Она определяет кривизну падения. Таким образом, кривизна является мерой скорости изменения угла наклона в направлении максимального падения. Dip – это первый атрибут, основанный на производной, и используется он в основном для обнаружения границ и зон контактов геологических тел, которые связаны с асимметричными (разломами) и симметричными (выступы/впадины) поверхностными характеристиками.

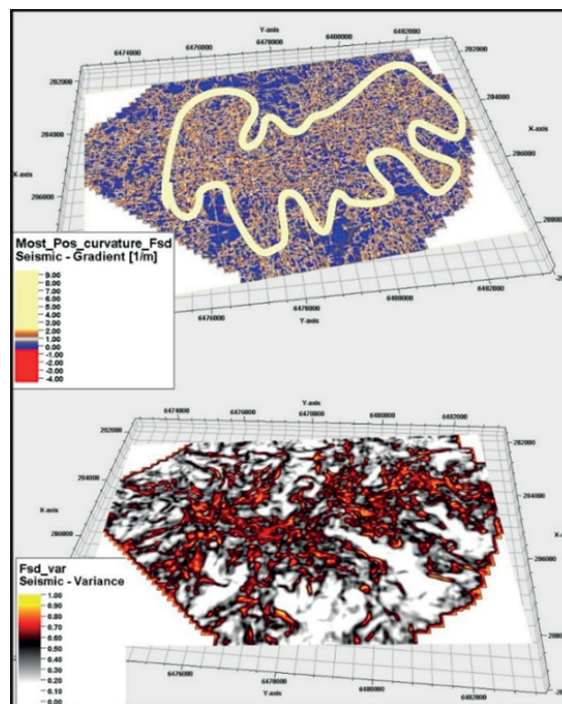


Рис. 2. Горизонтальный срез кубов наиболее положительной кривизны и когерентности по горизонту Ю<sub>1</sub>, юрский интервал

Fig. 2. Slice of most positive curvature cube and coherency along the horizon U<sub>1</sub>, Jurassic interval

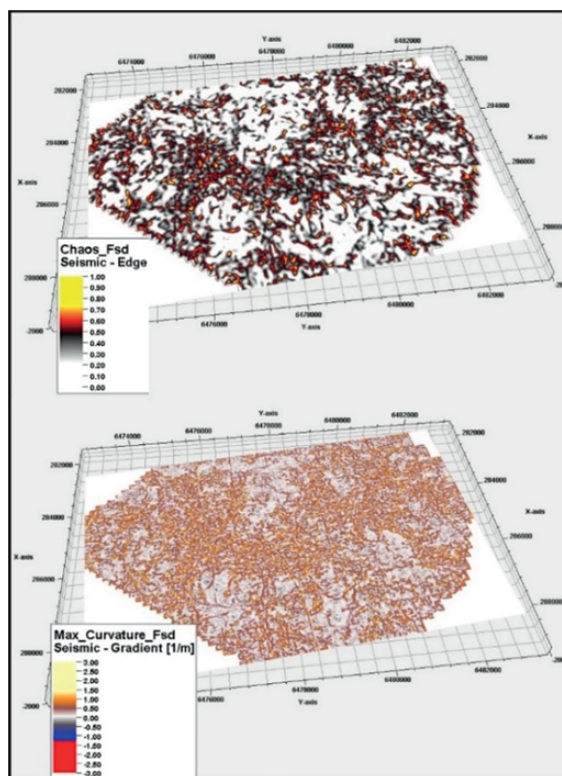


Рис. 3. Горизонтальный срез кубов хаоса и максимальной кривизны по горизонту Ю<sub>1</sub>, юрский интервал

Fig. 3. Slice of the chaos and maximum curvature cube along the horizon U<sub>1</sub>, Jurassic interval

Кроме того, нами был рассчитан индекс форм –  $s$ , который использует комбинацию атрибутов максимальной и минимальной кривизны и описывает локальную морфологию поверхности, не зависящей от масштаба. Поскольку на этот атрибут не влияет абсолютная величина кривизны (за исключением плоских поверхностей), могут быть с большей достоверностью выделены мало-мощные разломы и зоны трещиноватости, а также оценены другие поверхностные характеристики.

Трещиноватость часто выше у оси сгиба пород [16, 17] и, следовательно, связана с напряжением аномалий кривизны. Трещины часто сильнее вблизи оси складок, иногда они параллельны, часто под углом, и, значит, пространственно приурочены к напряжению аномалий кривизны. Поэтому комплексирование атрибутов кривизны  $Dip$  и  $s$  является надежным инструментом для выделения зоны повышения напряжения.

Таким образом, нами опробованы несколько известных атрибутов для интерпретации и картирования зоны повышения трещин в стандартные сейсморазведки. По геометрическим атрибутам нами получены четыре варианта прогнозных карт строения трещиноватых коллекторов

Для наиболее полного понимания распространения трещиноватости в исследуемой породе недостаточно только сейсмических данных. Также необходимо комплексирование сейсморазведки с другими данными, содержащими информацию о трещинах [18].

#### Современные технологии компании Шлюмберже

На сегодняшний день наиболее современной является технология картирования направления трещин с помощью алгоритма Ant-tracking, использующего скважинные данные. «Ant Tracking» Schlumberger [19–21] – это алгоритм обработки изображений, который улучшает видимость разломов и других плоских поверхностей. Он связан с применением когерентности, связности и других атрибутов. Алгоритм «Ant Tracking» – это итерационный метод, который объединяет выровненные, но не пересекающиеся мелкие плоские объекты на более крупные непрерывные поверхности. Можно контролировать ориентацию отслеживаемых поверхностей. Таким образом, его можно использовать в качестве фильтра. Алгоритм позволяет: усилить проявленность разломов с помощью атрибутов; генерировать атрибуты, чувствительные к трещинам (например, когерентность, кривизна, хаос); оценить ориентацию разрывов по данным из других источников и результатов скважинных измерений; выделить нарушения, которые попадают в определенный пространственный диапазон.

Типовой разрез месторождения, которое мы используем как тестовое, составлен по данным, полученным в процессе бурения, а именно – литологическим характеристикам продуктивных ( $B_0$  и  $Ю_1$ ) зон с учётом их соотношения с подстилающими и перекрывающими горизонтами. Предполагается,

что нефтематеринскими являются горизонты юрского и/или среднемелового возраста. Миграция нефти в вышележащие горизонты произошла уже после формирования трещиноватости.

Продуктивные интервалы приурочены к трещинным коллекторам. При этом один из них более однороден по составу и имеет существенно большую толщину, нежели второй, существенно более неоднородный по своей литологии. Несмотря на это, оба коллектора характеризуются сложным характером распределения трещин.

По степени влияния на извлекаемость нефти выделяется три типа трещин:

- 1) заполненные или частично заполненные. В зависимости от угла наклона они группируются в три подгруппы:
  - с углом наклона  $30-35^\circ$  к длинной оси керна;
  - вертикальные;
  - субвертикальные.

Раскрытость трещин меняется в диапазоне  $0,1-1,8$  мм, а плотность –  $18-36$  1/м.

- 2) заполненные или частично заполненные кальцитом и кремнием. Они локализованы главным образом в интервале с большей толщиной. Для них характерна полифазная минерализация.

- 3) открытые. Выделены в обоих продуктивных интервалах. Трещины разнонаправлены. Раскрытость меняется в интервале  $0,1-0,2$ .

На рис. 4. показан результат моделирования системы разломов технологией «Ant Tracker» куба сейсмического атрибута хаоса и данных по керну. Зоны трещиноватости имеют линейные контуры и приурочены в основном к тектоническим нарушениям.

#### Заключение

Геометрические атрибуты дают количественные характеристики, которые могут быть использованы для прогнозирования плотности трещин. Кроме того, их можно использовать для решения задач в таких областях, как анализ геологического риска, геостатистика и др.

Когерентность и гибридный атрибут «Chaos» являются отличными инструментами для выделения геологических границ (разломы боковых стратиграфических контактов и т. д.). Когерентность позволяет дать экспрессную оценку больших наборов данных, обеспечивает количественную оценку наличия разломов и трещин, часто даёт возможность получения дополнительной стратиграфической информации, которую в противном случае трудно извлечь [22].

Объемная кривизна расширяет набор атрибутов, ранее ограниченных интерпретируемыми горизонтами, на весь интерпретируемый куб сейсмических данных.

Наиболее отрицательные и наиболее положительные основные кривизны представляются более однозначными характеристиками изо всех параметров кривизны, связанных с разломами и трещинами.

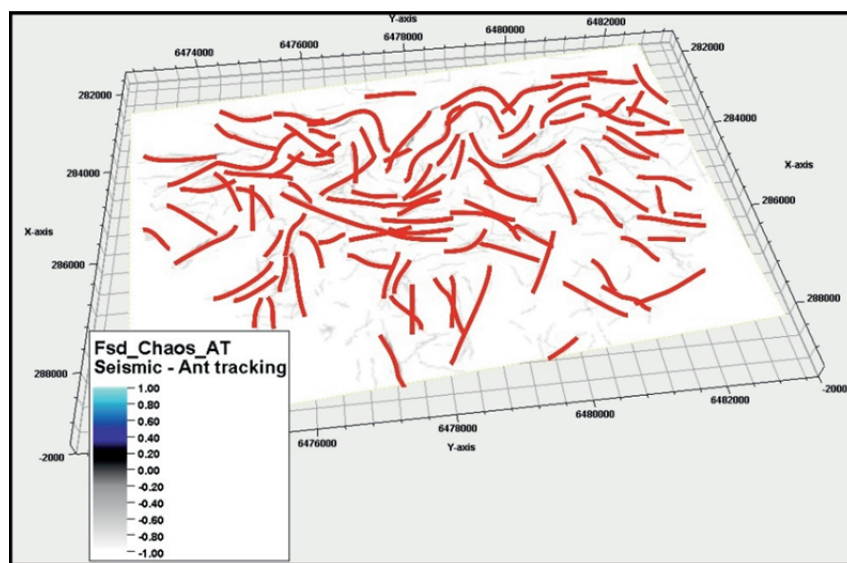


Рис. 4. Срез куба Ant-Tracking, полученный по кубу хаоса по горизонту Ю<sub>1</sub>, юрский интервал

Fig. 4. Slice of the Ant-Tracking cube from chaos along the horizon U<sub>1</sub>, Jurassic interval

Сейсмические атрибуты, такие как когерентность, кривизна и хаос, являются полезными прогностическими критериями локализации зон тектонической нарушенности. Оценить достоверность и перейти от качественных к количественным по-

казателям трещиноватости можно при наличии скважинной информации о направлении и интенсивности трещин на основе анализа поведения и распределения аномалий когерентности и кривизны в пространстве.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Fracture characterization for carbonate reservoirs: a case study on oilfield in the eastern margin of the pre-Caspian basin / S.Q. Wang, L. Zhao, M. Luo, W.Q. Zhao, J.X. Li, C.G. Wang, M. Sun, L.D. Zhao, W.Q. Li, C.H. Li // Applied Ecology and Environmental Research. – 2018. – V. 16. – № 3. – P. 2885–2898.
2. Митюхина И.Ю., Спасский Б.А., Заключнов И.С. Изучение межскважинного пространства на основе многомерного анализа атрибутов сейсмических записей // Геофизика. – 2017. – № 5. – С. 44–49.
3. Феоктистова О.В. Определение классов потенциальной продуктивности сенонских отложений севера западной Сибири на основе корреляционных связей сейсмических атрибутов // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 4. – С. 160–166.
4. Михайлова С.В. Анализ сейсмических атрибутов – комплексный подход при концептуальном моделировании // Пронефть. Профессионально о нефти. – 2018. – № 2. – С. 31–35.
5. Швецова М.Н. Прогноз коллекторских свойств на основе атрибутного анализа // Геология в развивающемся мире. Сборник научных трудов по материалам XI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. В 3-х т. – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2018. – С. 325–329.
6. Seismic attributes' application to evaluate the goru clastics of Indus basin, Pakistan / M.N. Tayyab, S. Asim, M.M. Siddiqui, M. Naem, S.H. Solange, F.K. Babar // Arabian Journal of Geosciences. – 2017. – V. 10. – № 7. – С. 158–175.
7. Мендрий Я.В., Тяпкин Ю.К. Развитие технологии расчета когерентности на основе усовершенствованных моделей сейсмической записи // Геофизический журнал. – 2012. – Т. 34. – № 3. – С. 102–115.
8. Сейсмическая когерентность при флуктуациях временных задержек сигнала / Ю.К. Тяпкин, Я.В. Мендрий, А.Ю. Щеголихин, А.Н. Тяпкина // Геофизический журнал. – 2018. – Т. 40. – № 2. – С. 30–47.
9. Ромашев Е.А. Геометрические атрибуты геологических структур и их связь с трещиноватостью // Международная научно-практическая конференция молодых исследователей им. Д.И. Менделеева. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. – С. 215–217.
10. Артемьев А.Е., Федорчук Р.А. Атрибуты кривизны и их использование для картирования дизъюнктивных нарушений // Геофизика. – 2006. – № 5. – С. 16–21.
11. Roberts A. Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons // First Break. – 2001. – V. 19. – № 2. – P. 85–100.
12. Коннов Д.А., Курмангалиев С.Б., Бражник А.Ю. Методика выявления разрывных нарушений на основании данных сейсморазведки при помощи различных методов атрибутивного анализа // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: Материалы VIII Международной научно-практической конференции. – Астрахань: Астраханский государственный технический университет, 2017. – С. 76–79.
13. Применение «сухой смазки» для снижения риска прихватов при спуске хвостовиков под многостадийный гидроразрыв в условиях АВПД / Д.З. Махмутов, А.И. Якунов, С.С. Ложкин, А.В. Христенко, С.А. Черевко, М.А. Сыроегин // Бурение и нефть. – 2015. – № 12. – С. 42–43.
14. Разработка рецептуры рудо unidril для бурения скважин с АВПД в малом-ненецком автономном округе / М.С. Григорьев, Д.Н. Сидоров, Е.Н. Власов, А.В. Королев, П.Л. Рябцев // Бурение и нефть. – 2017. – № 3. – С. 46–49.
15. Валишин А.Я., Русских А.С. Анализ технологических решений первичного вскрытия нефтяных залежей в условиях АВПД // Современное состояние и пути развития науки XXI века: сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции. – Стерлитамак: Общество с огра-

- ниченной ответственностью «Агентство международных исследований» (Уфа), 2017. – С. 9–13.
16. Seismic prediction method of multiscale fractured reservoir / L.L. Wang, J.X. Wei, B.R. Di, P. Huang, F.H. Zhang // *Applied Geophysics*. – 2018. – V. 15. – № 2. – P. 240–252.
  17. A Method for rock fracture network characterization based on topological structure / W. Li, W. Sun, T. Yan, Y. Li, Z. Ji, P. Tang // *Tianranqi Gongye*. – 2017. – V. 37. – № 6. – P. 22–27.
  18. Сребродольская М.А., Федорова А.Ю. Сквжинные сканирующие устройства: сравнительный анализ и интерпретация имиджей // *Природные процессы в нефтегазовой отрасли. Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции Студенческого отделения европейской ассоциации геочеленых и инженеров*. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. – С. 264–267.
  19. Абетова С.А., Абетов А.Е. Интерпретация тектонических нарушений в объектах моделирования с использованием алгоритма ant-tracking в программном обеспечении petrel // *Геология и охрана недр*. – 2017. – № 4 (65). – С. 51–55.
  20. Characterizing and modeling multi-scale natural fractures in the ordovician-silurian wufeng-longmaxi shale formation in south Sichuan basin / Q. Jun, X. Liang, G. Wang, C. Xian, C. Zhao, L. Wang // *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. – Austin, Texas, USA: Unconventional Resources Technology Conference, 2017. – P. 2626–2637
  21. Septian L.S., Maulana A.I. Geological model of reservoir based on seismic attributes and ant tracking case study – f3 block, offshore Netherlands // *75<sup>th</sup> European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition*. – London, United Kingdom, 2013. – Red Hook, NY: Curran, 2014. – С. 6183–6185.
  22. Степанов Д.Ю., Садыков Р.М. Прослеживание сейсмических волн и оценка когерентности – две стороны одной задачи // *Геобайкал*. 2018. URL: <http://earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=93693> (дата обращения 29.05.2019).

*Поступила 18.06.2019 г.*

#### **Информация об авторах**

**Орехов А.Н.**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет.

**Аmani Мангуа М.М.**, аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет.

UDC 551

## INFORMATIVITY OF GEOMETRIC ATTRIBUTES FOR PREDICTING RESERVOIR FRACTURES ON THE EXAMPLE OF HYDROCARBONS DEPOSIT IN TOMSK REGION

**Alexander N. Orekhov<sup>1</sup>,**  
orekhovan@mail.tomsknet.ru

**Amani Mangoua Marc Martial<sup>1</sup>,**  
mangouam@yahoo.fr

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

*In recent years, due to depletion of traditional hydrocarbon reservoirs, interest in, the permeability of which is mainly due to the degree of their fracturing collectors, has significantly increased. Prospects for mapping fractured zones are associated with seismic exploration. In essence, it is the only ground geophysical method that allows obtaining a detailed three-dimensional image of the geological environment. However, the possibilities of seismic exploration are limited by its resolution and the structure of the reservoir intervals.*

*Based on the results of our earlier comparative analysis of the latest techniques and technological methods for studying fractured cavernous reservoirs, the main methods for analyzing seismic data in the sequence in which they are presented in the surveys, were tested. They are ranked by breadth of use and proven effectiveness. By decreasing efficiency, methods for studying fracturing are as follows: 1. Azimuthal analysis of anisotropy with obtaining an effective model of azimuthal anisotropy; 2. Analysis of geometric attributes; 3. Special technologies of migration transformations (duplex migration, etc.); 4. Isolation of the field of scattered waves from a seismic record. Since the seismic survey carried out at the site is standard (not wide-azimuthal, not multi-azimuthal, not multiwave), only methods for analyzing geometric attributes were available to us to study fracturing from the list of the above methods. It should be noted that in this case the prediction of fracturing could be limited by the allocation of zones of fracturing (qualitative analysis).*

**The aim:** study of the possibilities of seismic attribute for prediction and identification of tectonic disturbances and fracture enhancement zones.

**Objects:** rocks with a complex structure, intense cavernosity and fracturing reservoirs, due to which tectonic dislocations were formed in the sedimentary cover.

**Methodology.** Some volumetric seismic attributes, such as attributes of coherency and curvature (and its various variants), chaos were calculated. The results were visualized in the Schlumberger Petrel@ software interface using available 3D CDP (Total Depth Point Method) seismic data to investigate potential structural and stratigraphic controls and highlight areas with fracture intensity within the study area. Similarly, surface attributes were taken on the horizon in order to create attribute maps and obtain a complete understanding of targets and features to highlight areas of intense crack development.

**Results.** Geometric attributes were analyzed to highlight fracture enhancement zones; seismic attribute calibration based on well data (core) was also considered.

### Key words:

*Cavern-pore type reservoirs, fracture type, fracture-porous-cavern type, seismic attributes, geometric attributes, coherency, curvature, chaos, Ant-Tracking.*

### REFERENCES

1. Wang S.Q., Zhao L., Luo M., Zhao W.Q., Li J.X., Wang C.G., Sun M., Zhao L.D., Li W.Q., Li C.H. Fracture characterization for carbonate reservoirs: a case study on oilfield in the eastern margin of the pre-Caspian basin. *Applied Ecology and Environmental Research*, 2018, vol. 16, no. 3, pp. 2885–2898.
2. Mityukhina I.Yu., Spassky B.A., Kronovna I.S. Study of the interwell space based on multidimensional analysis of the attributes of seismic records. *Geophysics*, 2017, no. 5, pp. 44–49. In Rus.
3. Feoktistova O.V. Determining the classes of potential productivity of Senonian deposits in the north of Western Siberia based on the correlation of seismic attributes. *Successes of modern science*, 2018, no. 4, pp. 160–166. In Rus.
4. Mikhailov S.V. Conceptual model attribute analysis, petrophysical model, seismofacial model. *Proneft. Professionally about oil*, 2018, no. 2, pp. 31–35. In Rus.
5. Shvetsova M.N. Prognoz kolektorskikh svoystv na osnove atributnogo analiza [Prediction of reservoir properties based on attribute analysis]. *Geologiya v razvivayushchensya mire. Sbornik nauchnykh trudov po materialam XI Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchennykh* [Geology in the developing world. Collection of scientific papers on the materials of the XI International Scientific and Practical Conference of Students, Postgraduates and Young Scientists]. Perm, Perm State National Research University, 2018. pp. 325–329.
6. Tayyab M.N., Asim S., Siddiqui M.M., Naeem M., Solange S.H., Babar F.K. Seismic attributes' application to evaluate the goro clastics of indus basin, pakistan. *Arabian Journal of Geosciences*, 2017, vol. 10, no. 7, pp. 158–175.
7. Mendry Ya.V., Tyapkin Yu.K. Development of coherence calculation technology based on improved seismic recording models. *Geophysical journal*, 2012, vol. 34, no. 3, pp. 102–115. In Rus.
8. Tyapkin Yu.K., Mendriy Ya.V., Shchegolikhin A.Yu., Tyapkina A.N. Seismic coherence in the presence of signal time-delay fluctuations. *Geophysical journal*, 2018, vol. 40, no. 2, pp. 30–47. In Rus.
9. Romashev E.A. Geometricheskie atributy geologicheskikh struktur i ikh svyaz s treshchinovostostyu [Geometric attributes of geological structures and their relationship with fracturing]. *Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya molodykh issledovateley imeni D.I. Mendeleeva* [International scientific-practical conference of young researchers. Mendeleev]. Tyumen, Tyumen Industrial University, 2016. pp. 215–217.
10. Artemyev A.E., Fedorchuk R.A. Curvature attributes and their use for mapping disjunctive disorders. *Geophysics*, 2006, no. 5, pp. 16–21. In Rus.
11. Roberts A. Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons. *First Break*, 2001, vol. 19, no. 2, pp. 85–100.

12. Konnov D.A., Kurmangaliyev S.B., Brazhnik A.Yu. Metodika vyavleniya razryvnykh narusheniy na osnovanii dannykh seysmoraazvedki pri pomoshchi razlichnykh metodov atributivnogo analiza [Methods of detecting faults based on seismic data using various methods of attributive analysis]. *Noveyshie tekhnologii osvoeniya mestorozhdeniy uglevodorodnogo syr'ya i obespechenie bezopasnosti ekosistem Kaspiyskogo shelfa. Materialy VIII Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Innovative technologies for development of hydrocarbon deposits and ensuring the safety of the ecosystems of the Caspian shelf. Materials of the VIII International Scientific and Practical Conference]. Astrakhan, Astrakhan State Technical University, 2017. pp. 76–79.
13. Makhmutov D.Z., Yakunov A.I., Lozhkin S.S., Khristenko A.V., Cherevko S.A., Syroegin M.A. Use of «dry lubrication» to reduce the risk of sticking during the descent of the shanks under multi-stage hydraulic fracturing in conditions of AHPP. *Drilling and oil*, 2015, no. 12, pp. 42–43. In Rus.
14. Grigoriev M.S., Sidorov D.N., Vlasov E.N., Korolev A.V., Ryabtsev P.L. Development of the recipe for ruo unidril for drilling wells with automatic gearing in the Yamalo-Nenets Autonomous District. *Drilling and oil*, 2017, no. 3, pp. 46–49. In Rus.
15. Valishin A.Ya., Russkikh A.S. Analiz tekhnologicheskikh resheniy pervichnogo vskrytiya neftnyanykh zalezhey v usloviyakh AVPD [Analysis of technological solutions for the initial opening of oil deposits in the conditions of AHPP]. *Sovremennoe sostoyanie i puti razvitiya nauki XXI veka. Sbornik statey po itogam Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Current state and ways of development of science of the XXI century. Collection of articles on the results of the International Scientific and Practical Conference]. Sterlitamak, Agency for International Studies Limited Liability Company (Ufa), 2017. pp. 9–13.
16. Wang L.L., Wei J.X., Di B.R., Huang P., Zhang F.H. Seismic prediction method of multiscale fractured reservoir. *Applied Geophysics*, 2018, vol. 15, no. 2, pp. 240–252.
17. Li W., Sun W., Yan T., Li Y., Ji Z., Tang P. A Method for rock fracture network characterization based on topological structure. *Tianranqi Gongye*, 2017, vol. 37, no. 6, pp. 22–27.
18. Srebrodolskaya M.A., Fedorova A.Y. Skvazhinnye skaniruyushchie ustroystva: sravnitelny analiz i interpretatsiya imidzhey [Wells Scanning Devices: Comparative Analysis and Image Interpretation]. *Prirodnye protsessy v neftegazovoy otrasli. Sbornik nauchnykh trudov Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii Studencheskogootdeleniya evropeyskoy assotsiatsii geouchenykh i inzhenerov* [Natural Processes in the Oil and Gas Industry. Collection of scientific papers of the International Scientific and Practical Conference of the Student Branch of the European Association of Geoscientists and Engineers]. Tyumen, Tyumen Industrial University, 2017. pp. 264–267.
19. Abetova S.A., Abetov A.E. Interpretation of tectonic disturbances in modeling objects using the ant-tracking algorithm in petrel software. *Geology and protection of mineral resources*, 2017, no. 4 (65), pp. 51–55. In Rus.
20. Jun Q., Liang X., Wang G., Xian C., Zhao C., Wang L. Characterizing and modeling multi-scale natural fractures in the ordovician-silurian wufeng-longmaxi shale formation in south sichuan basin. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. Austin, Texas, USA, Unconventional Resources Technology Conference, 2017. pp. 2626–2637
21. Septian L.S., Maulana A.I. Geological model of reservoir based on seismic attributes and ant tracking case study – f3 block, offshore Netherlands. 75th European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition. London, United Kingdom, 2013. Red Hook, NY, Curran, 2014. pp. 6183–6185.
22. Stepanov D.Yu., Sadykov R.M. Seismic Wave Tracking and Coherence Estimation Are Two Sides of the One Task. Geobaikal, 2018. Available at: <http://earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=93693> (accessed 29 May 2019).

*Received: 18 June 2019.*

#### Information about the authors

**Alexander N. Orekhov**, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Amani Mangoua Marc Martial**, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Компьютерная верстка** *О.Ю. Аршинова*  
**Корректурa и перевод на английский язык** *С.В. Жаркова*  
**Дизайн обложки** *Т.В. Буланова*

Фотографии на обложке взяты из личного архива  
*Валерия Касаткина*

Руководство для авторов и образец оформления статьи: [izvestiya.tpu.ru](http://izvestiya.tpu.ru)

Подписано к печати 29.09.2019. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».  
Печать XEROX. Усл. печ. л. 27,80. Уч.-изд. л. 25,14.  
Заказ 199-19. Тираж 500 экз.



**Издательство**

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ